

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



*Modelo del generador de un sistema de  
bombeo fotovoltaico*

**PROYECTO FIN DE CARRERA, Septiembre 2014**

**Titulación: Ingeniería Industrial**

**AUTOR: BRUNO RAMOS SÁNCHEZ**

**DIRECTORA: MÓNICA CHINCHILLA SÁNCHEZ**



# TRIBUNAL

**Presidente:** Jaime Alonso Martínez

**Secretaria:** Sandra Patricia Castaño Solís

**Vocal:** Rubén Oliva Domínguez

# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero mostrar mi agradecimiento a mi directora de proyecto, Mónica Chinchilla Sánchez, por haberme dado la oportunidad de realizar este proyecto y por todo el tiempo que me ha dedicado, que no ha sido poco.

En segundo lugar, me gustaría dejar constancia de las ayudas puntuales pero en momentos críticos del compañero Pedro García Carreño, del maestro de laboratorio Francisco Javier Sánchez y del profesor Joaquín Eloy García Carrasco.

Por último, quiero hacer extensiva mi gratitud a todos aquellos profesores y personas que han sido referentes para mí hasta el presente, así como a mi familia y a mi novia. Todos ellos saben el por qué.

# ÍNDICE

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN	Pag.1
1.1. Tecnologías apropiadas	Pag.1
1.2. Bombeo fotovoltaico	Pag.2
1.3. Paneles fotovoltaicos	Pag.5
1.4. Bombas	Pag.7
1.5. Baterías	Pag.9
Referencias	Pag.10
 Capítulo 2: OBJETIVOS	 Pag.11
 Capítulo 3: MODELO 1 PANEL SOLAR	 Pag.12
3.1 Introducción	Pag.12
3.2 Célula ideal	Pag.12
3.3 Variaciones y condiciones	Pag.16
3.4 Célula real	Pag.18
3.5 Validación del modelo desarrollado	Pag.29
Referencias bibliográficas	Pag.41
 Capítulo 4: MODELO 2: DNI panel FV	 Pag.42
4.1 Introducción	Pag.42
4.2 Consideraciones sobre $n$ , $R_s$ y $R_p$	Pag.43
4.3 Ecuaciones	Pag.43
4.4 Secuencia para calcular $n$ , $R_s$ y $R_p$	Pag.47
4.5 Código en Matlab	Pag.48
4.6 Validación del modelo desarrollado	Pag.50
Referencias bibliográficas	Pag.53

Capítulo 5: MODELO SISTEMA BOMBEO	Pag.55
5.1 Introducción	Pag.55
5.2 Ecuaciones	Pag.57
5.3 Modelo en Simulink	Pag.59
Referencias	Pag.61
 Capítulo 6: RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS	 Pag.62
 Capítulo 7: CONCLUSIONES y DESARROLLOS FUTUROS	 Pag.63
 ANEXO: Sistema de adquisición de datos	 Pag.64

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 TECNOLOGÍAS APROPIADAS

Vivimos en el esperpento, en el contraste macabro, en la polarización absoluta: somos capaces de viajar casi flotando en el aire, pero cada pocos segundos se nos muere de hambre un niño; somos capaces de hacer salir agua con sólo girar un grifo, pero al mismo tiempo las mujeres africanas tardan entre 3-4 horas al día para encontrarla; somos capaces de desarrollar algoritmos que adapten en tiempo real la generación eléctrica de todo un país a la demanda de multitud de habitantes, pero 1400 millones de personas no tienen acceso a la electricidad [1].

En medio de este caos, de este desorden inherente al sistema capitalista aparecen, como una pequeña bombilla en mitad de la inmensa oscuridad, las tecnologías apropiadas, las tecnologías del sentido común, aquellas que entienden que su input (los conocimientos de los que se nutren) pertenecen a toda la humanidad y que, como consecuencia, su output también debe ser de todos y no exclusivamente de los que se la puedan pagar. Es también la tecnología de las ONGs.

Así pues, las tecnologías apropiadas deben cumplir una serie de características para ser consideradas como tal:

- Tener en cuenta las necesidades de los usuarios finales.
- Adaptar la tecnología a las circunstancias socioeconómicas y culturales del lugar en el que se quieren aplicar (de ahí su nombre de “apropiadas”).
- Participación de la población local en su desarrollo, implementación, uso y mantenimiento.
- Empleo de materiales locales.
- Robustez, ya que los problemas no suelen aparecer al principio (con la inversión inicial, instalación, etc), sino al cabo de unos años, debido a problemas de mantenimiento, que en muchos casos la población local ya no se puede costear, al haber finalizado las ayudas o proyectos de las ONGs.
- Bajo coste de desarrollo e instalación, pero siempre supeditado al anterior requerimiento.
- Poca necesidad de mantenimiento especializado y bajos costes de operación, lo cual excluye redes cableadas y de radio, cuyas licencias suelen ser caras.
- Sostenibilidad medioambiental: las tecnologías apropiadas deben reducir residuos, mejorar la eficiencia y sustituir los elementos dañinos para la salud y el medioambiente.

Como es lógico, las tecnologías apropiadas abarcan diferentes campos, tales como el tratamiento de aguas, las tecnologías de la información y de la comunicación, la construcción, mini-centrales hidráulicas o múltiples aplicaciones energéticas gracias a la energía solar, la cual es mil veces superior a la demanda anual de toda la población mundial [2]. Entre dichas aplicaciones destacan:

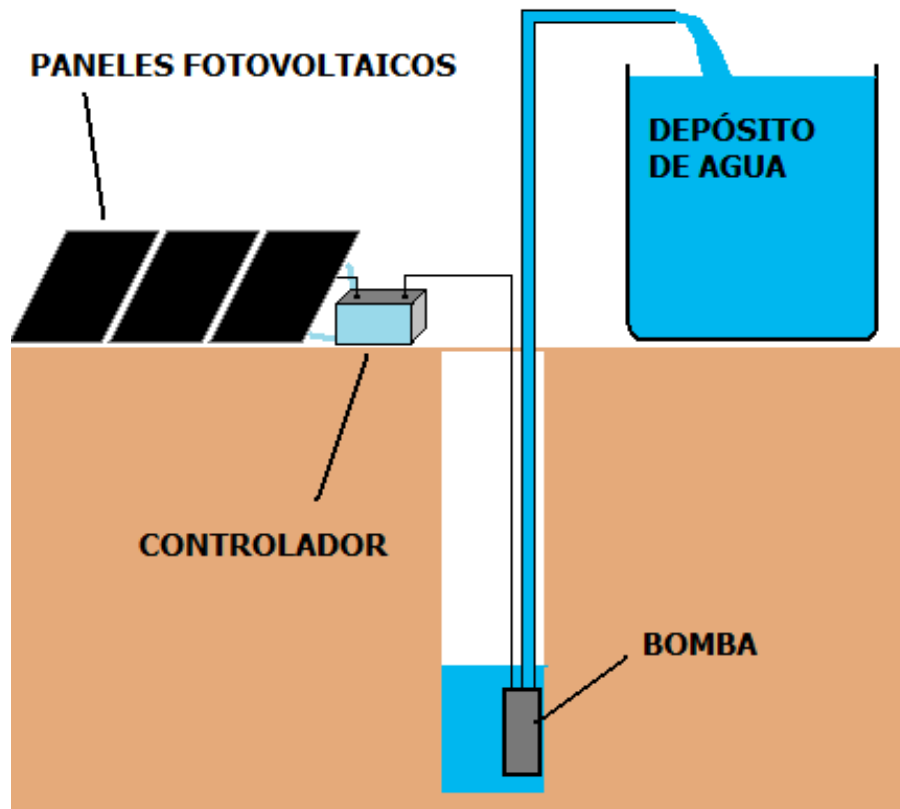
- Los Sistemas Solares Domésticos (SSD), que permiten a los niños y mujeres estudiar y bordar por la noche, respectivamente, así como ver la TV o escuchar la radio, imprescindible para hacer previsiones en cuanto a las cosechas, etc.
- Refrigeración de vacunas.
- Potabilización del agua.
- Alumbrado público, lo cual aumenta la seguridad por la noche, permitiendo que se alargue la jornada laboral.
- Mejora de la educación gracias a la iluminación en las escuelas, al uso de Internet y de audio.
- Acuicultura y pesca.
- Centros de recarga de baterías.
- Talleres de reparación y de costura.
- Cines y karaokes, lo cual mejora la autoestima de los ciudadanos.
- Bombeo de agua fotovoltaico, que es en lo que se centra este proyecto final de carrera.

## 1.2 BOMBEO FOTOVOLTAICO

El bombeo fotovoltaico, como su propio nombre indica, consiste en la extracción de agua mediante una bomba que recibe la energía a partir de uno o varios paneles solares.

La conexión entre ambos elementos puede ser directa (bombeo directo) o a través de baterías con su correspondiente regulador (bombeo indirecto). El primero almacena agua en vez de energía (aunque la podría almacenar también en forma de energía potencial y luego turbinarla, dejándola caer), mientras que el segundo almacena la energía eléctricamente.





**Figura 1:** Elementos principales de un sistema de bombeo fotovoltaico

Así mismo, existen más elementos auxiliares pero no menos importantes, como el convertidor de electrónica de potencia (adapta la energía eléctrica DC [3] que el panel produce a los requerimientos de la bomba, siendo necesario incluso cuando el motor de la bomba es también DC), un tanque para almacenar el agua (debe proporcionar al menos una autonomía de entre 2 a 3 días para agua potable o 10 días para sistemas de riego), la fuente de agua (río, lago o pozo), sistema de tuberías y elementos de seguridad (puestas a tierra, fusibles...).

Es cierto que existen diferentes alternativas para conseguir la energía necesaria para bombear agua, entre las que cabe destacar la tracción animal (malacates), bombas de mano o manuales, molinos de viento, motores diesel, mediante el fenómeno conocido como golpe de ariete, etc.

No obstante, el bombeo fotovoltaico, pese a ciertas limitaciones (alta inversión inicial, variabilidad de la radiación solar, no proporciona potencias muy elevadas...), destaca por sus múltiples ventajas, a saber:

- La energía solar es renovable, abundante y limpia.
- No precisa de combustible, por lo que sus costes de operación son mínimos.

- El mantenimiento (preventivo mayoritariamente, con acciones como limpiar los paneles, cortar plantas o arbustos que les puedan dar sombra, asegurar un buen sellado, etc) es fácil y barato.
- Larga vida útil de los equipos, gracias a su robustez.
- Son modulares, es decir, un proyecto se puede adaptar a la variación de la demanda (eso sí, de una forma discontinua) añadiendo más paneles.
- No necesita que llegue la Red Eléctrica, lo cual lo hace especialmente atractivo para zonas rurales aisladas.
- Correlación entre la energía disponible y el agua demandada (por ejemplo, en verano es cuando más agua se demanda, y es justo también cuando hay más energía solar disponible para bombear).

Así mismo, se pueden distinguir varios tipos de sistemas de bombeo fotovoltaico:

- Sistemas de pequeña potencia (50-400 Wp [4]), para caudales del orden de 150 m<sup>3</sup>/día y cuyo motor suele ser de corriente continua.
- Sistemas de mediana potencia (400-1500 Wp), para caudales de entre 150 m<sup>3</sup>/día y 1500 m<sup>3</sup>/día, cuya bomba es accionada por un motor AC de inducción y un inversor AC/DC de frecuencia variable y con SPMP (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia).
- Con motor DC sin escobillas, presentando un menor coste de mantenimiento (precisamente por no tener escobillas), pero que aún no goza de una gran implantación en el mercado.
- Con convertidores de frecuencia, gracias a la electrónica de potencia.

Uno de los problemas asociados a los sistemas de bombeo fotovoltaico se detecta al comprobar que la cantidad de agua extraída es distinta a la esperada, normalmente inferior; las causas de este desajuste pueden ser varias, como son la errónea previsión del recurso solar o el cambio de las condiciones del acuífero a lo largo del tiempo.

Otra de las causas de ese desajuste en la producción de los sistemas de bombeo fotovoltaico en países en desarrollo se achaca al deterioro de los paneles fotovoltaicos con el tiempo; en ocasiones se instalan sistemas de bombeo fotovoltaico con paneles de segunda mano o se aprovechan los paneles que ya existen para ampliar la instalación incluyendo el bombeo.

En estas ocasiones es difícil ofrecer una estimación fiable de la energía que pueden producir, y por tanto del agua que podrá extraer el sistema.

## 1.3 PANELES FOTOVOLTAICOS

El principio físico en el que se basan las células fotovoltaicas (y, por tanto, los paneles fotovoltaicos, al no ser más que una combinación de dichas células) es el efecto fotoeléctrico, descubierto por Hertz y explicado teóricamente por Einstein.

Según dicho efecto, cuando un fotón incide sobre un material, éste emite electrones (libres), a la vez que se crea un hueco. Pero, en vez de dejar que se recombinen, se les obliga a separarse mediante un campo eléctrico creado por el dopado de semiconductores tipo p y n.

Así pues, aparece una diferencia de potencial entre la cara superior e inferior de la célula solar, como en una pila, de forma que si se conectan ambos extremos, circulará una corriente continua.

Es conveniente señalar que gran parte de los fotones incidentes se reflejan sin dar lugar al efecto fotoeléctrico, lo que unido a las pérdidas por efecto Joule, hace que el rendimiento típico de un panel sea sólo del 10-15%.

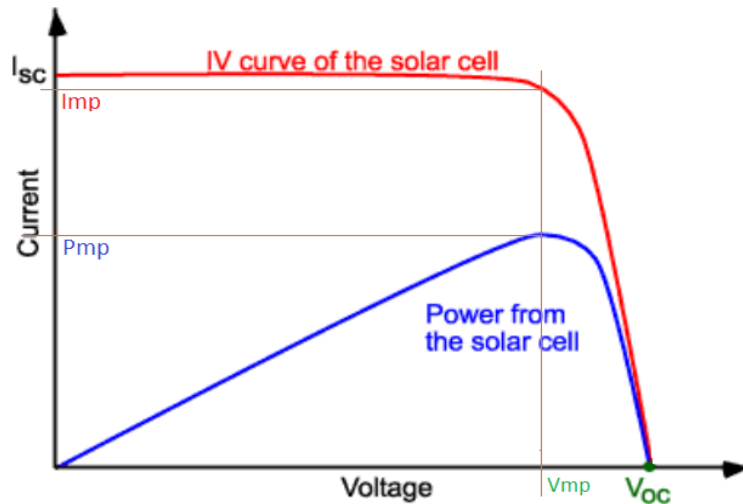
En este contexto, cabe indicar las principales pérdidas en España, así como sus causas [5]:

- Por temperatura, entre un 3 y un 10%, siendo típicamente del 5%
- Por rendimiento del inversor y seguidor MPPT, entorno al 5%
- Por polvo y suciedad, 3% aproximadamente
- Por caída de tensión en los cables, interruptores y elementos de protección, alrededor del 1%
- Por disponibilidad, 2.5%
- Por sombras, 1%
- Por pérdidas de mismatch o de interconexión de las células solares (la que aporta menos corriente limita a las demás): 2%

Respecto a los materiales de los paneles solares, el más usado es el silicio monocristalino, el cual se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro. También se usa el policristalino, cuya forma de obtención es más simple, al disminuir el número de fases de cristalización. Es, consecuentemente, más barato, pero presenta peores propiedades.

Como dato a tener en cuenta, cabe decir que la irradiación media diaria en España es de unos 3-6 Kwh/m<sup>2</sup>.

Ya de una forma más técnica, aunque se explicará más detalladamente en posteriores epígrafes, veamos cuál es la curva característica típica de una célula fotovoltaica:



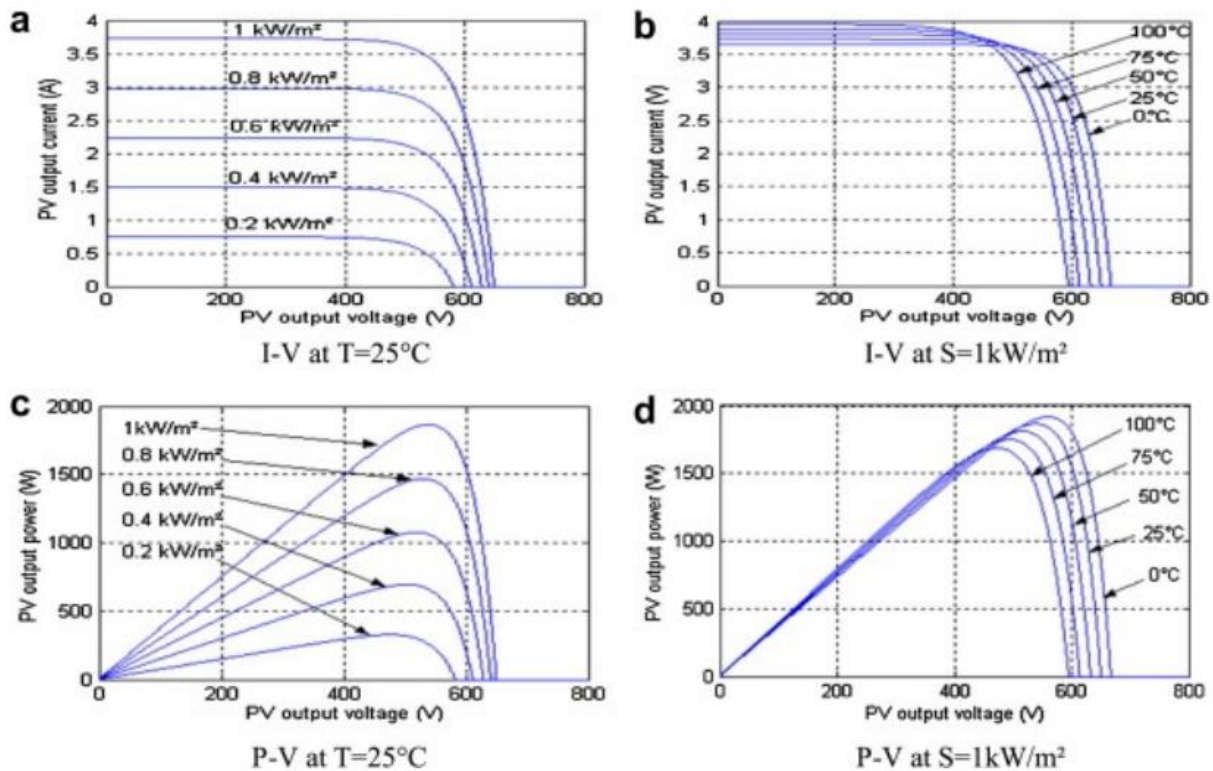
**Figura 2:** Curva característica I-U de una célula fotovoltaica

En esta gráfica se puede observar que para cada tensión existe una corriente correspondiente, por lo que el punto de trabajo dependerá de la carga que se conecte, de las condiciones atmosféricas y del control que nosotros llevemos a cabo (siempre nuestro objetivo será trabajar en el punto de máxima potencia,  $P_{mp}$ ).

Así mismo, se aprecia que, al provocar un cortocircuito en un panel solar ( $V=0$ ), apenas se incrementa el valor de la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), la máxima posible. En cuanto a la tensión entre los dos extremos del panel (o de la célula), también está acotada entre 0 y  $V_{oc}$ , que corresponde al circuito abierto ( $I=0$ ).

Como es lógico, esta curva se va a ver influenciada por la temperatura y la radiación solar:

- Al aumentar la temperatura (de la célula),  $I_{sc}$  apenas aumenta, pero  $V_{oc}$  sí que disminuye bastante, por lo que  $V_{mp}$  también, de forma que se reduce bastante la máxima potencia que podemos obtener, algo no deseable.
- Al aumentar la irradiancia, apenas aumenta  $V_{oc}$ , pero sí  $I_{sc}$ , por lo que  $I_{mp}$  también, incrementándose así la máxima potencia disponible, lo cual es beneficioso.



**Figura 3:** Efectos de la irradiancia y la temperatura en la curva característica y en la potencia.

Sin embargo, el efecto de ambas variables no es totalmente independiente, ya que un exceso de irradiancia conlleva a un incremento de la temperatura, lo que no quita que en un día soleado pueda hacer frío.

## 1.4 BOMBAS

En primer lugar, vamos a explicar brevemente los principales tipos de motores eléctricos que van a accionar las bombas:

- Motores DC: podemos encontrar los motores de imán permanente (sencillos y para potencias pequeñas; necesitan de recambio de escobillas), así como los de bobina (que no necesitan de escobillas, siendo mucho menor su mantenimiento, y que se usan para mayores potencias).
- Motores AC: pueden ser monofásicos o trifásicos, y por otro lado, pueden ser síncronos, que casi no se usan en estas aplicaciones, o de inducción, que a su vez pueden ser de rotor bobinado o de jaula de ardilla, siendo éste el tipo más utilizado por su robustez.

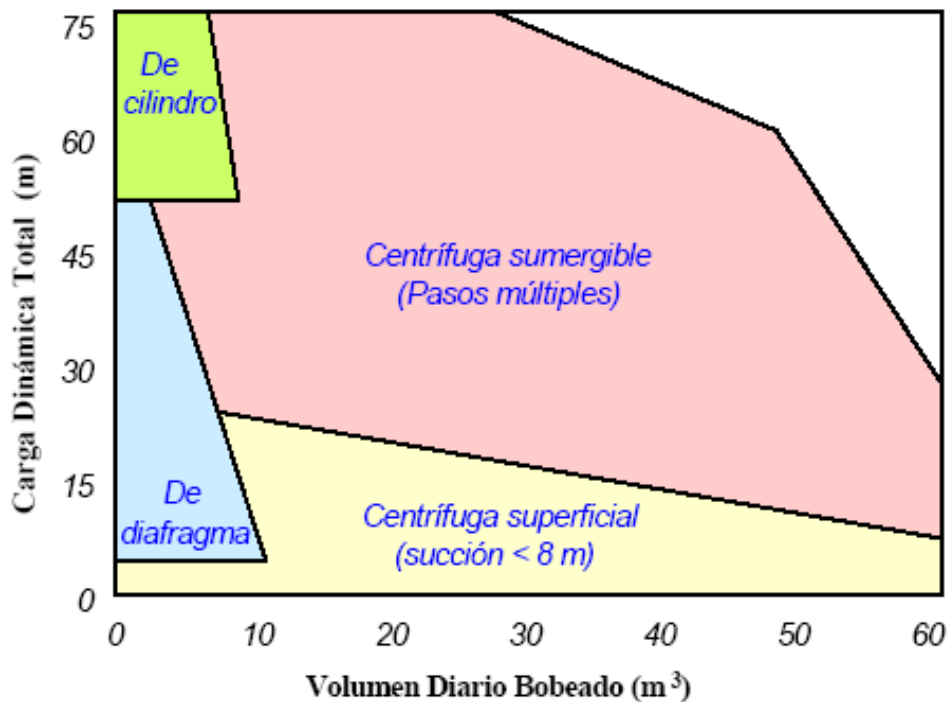
Respecto a las bombas, se pueden distinguir, al igual que en los motores, varias clases:

1) **Bombas centrífugas:** Están formadas por una carcasa y un tambor, que al girar produce un flujo ascendente debido a la fuerza centrífuga y, de esta manera, la succión del agua. Son accionadas normalmente por motores asíncronos o de inducción. Pueden llegar a bombear hasta 60 metros de carga dinámica total (suma de la altura estática o geométrica, la altura dinámica o pérdida de carga y el abatimiento o descenso del nivel del agua durante del bombeo), pudiendo conectarse varias en serie para mayores cargas. Respecto a la eficiencia, ésta aumenta con la velocidad de rotación, aunque esto implica un mantenimiento más frecuente. Así mismo, hay que decir que son muy robustas y baratas, comparadas con las volumétricas. Pueden ser, a su vez:

- De superficie: pueden extraer un mayor caudal que las sumergibles, pero su carga dinámica total es menor.
- Sumergibles: se usan más que las de superficie porque, aunque su coste inicial es mayor y que se estropean si operan en seco (habrá que controlar que el nivel del pozo no baje más de donde esté nuestra bomba), tienen una mayor vida útil y son capaces de bombear agua con una gran profundidad o carga dinámica total.

2) **Bombas volumétricas o de desplazamiento positivo:** en general, presentan un mejor rendimiento que las centrífugas, aunque el caudal que pueden extraer es menor y presentan una baja resistencia a la entrada de arena. Suelen estar accionadas por un motor DC. Se distinguen varias clases:

- De cilindro o pistón: su principio de funcionamiento se basa en que cada vez que el pistón baja, el agua entra en su cavidad, empujándolo al subir hacia la superficie. Por tanto, el rendimiento no es muy alto, ya que se emplea energía no sólo en subir agua desde el pozo, que es el objetivo en sí. Además, necesitan estar conectadas a un regulador de corriente.
- De diafragma: desplazan el agua mediante el diafragma, un material flexible y resistente que suele ser fabricado con caucho y reforzado con materiales sintéticos. Pueden ser, a su vez, sumergibles o de superficie. Son muy económicas, si bien es cierto que hay que cambiar el diafragma cada 2-3 años.



**Figura 4:** Diferentes tipos de bombas y el rango típico en el que se usa cada una.

## 1.5 BATERÍAS

Si bien es cierto que en el bombeo directo se van a utilizar tanques para almacenar agua en vez de energía (o bien en forma de energía potencial), para el bombeo indirecto será necesario el uso de baterías, con el fin de almacenar la energía de forma eléctrica.

Así mismo, las baterías pueden ser usadas como mecanismo de apoyo a los tanques, presentando una serie de importantes ventajas a tener en cuenta:

- Cubren picos de demanda que no pueda aportar el generador fotovoltaico.
- Compensan las fluctuaciones de la potencia generada por el panel, permitiendo que el motor de la bomba funcione a potencia constante, de forma que se facilite la optimización y el dimensionamiento.
- Pueden alimentar otras cargas, tales como el alumbrado, cargar otras baterías, refrigeración, etc.
- Permiten bombear agua durante la noche, no teniendo necesidad así de bombear tanto por el día, ya que la reposición del pozo puede que no sea tan rápida como la deseada.

## REFERENCIAS

- [1]: Agencia Internacional de la Energía, 2011
- [2]: Antonio Lecuona, apuntes de energía solar, 2013
- [3]: DC es “DirectCurrent”, corriente continua en castellano.
- [4]: Wp “peak-watt”, unidad de potencia eléctrica.
- [5]: M. Alonso Abella, Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica, Ed.AMV 2006



## 2.OBJETIVOS

Como se dijo inicialmente, este proyecto se sitúa dentro del ámbito de las tecnologías apropiadas, por lo que los principales objetivos son comunes a otros proyectos de esta disciplina:

- La mejora de las condiciones de vida y trabajo en los países menos desarrollados.
- El desarrollo del sentimiento de solidaridad y los hábitos de consumo, comercio y producción justos y responsables, desde una perspectiva sostenible del desarrollo.
- La coordinación de actuaciones entre agentes de la Cooperación al Desarrollo.
- La puesta en marcha de programas propios de Cooperación al Desarrollo.

Más concretamente, los principales objetivos que se plantean en este proyecto son cinco:

1. Implementar una herramienta informática que simule el comportamiento **real** de un generador fotovoltaico, y no a partir de sus hojas de características, como hacen otros programas comerciales. La utilidad de esto es que permite saber qué potencia puede proporcionar un determinado panel fotovoltaico en un momento dado, ya que las curvas que da el fabricante no son fiables debido, por un lado, a que se realizan en unas condiciones de temperatura e irradiancia solar poco realistas, y por otro lado, al envejecimiento del panel.
2. Validar experimentalmente el anterior modelo.
3. Barajar las distintas configuraciones posibles de los módulos solares, atendiendo a criterios más realistas, pues la producción real va a ser siempre menor que la que indica el fabricante.
4. Llevar a cabo un modelo informático que permita caracterizar un panel solar, o como diremos durante el capítulo correspondiente, obtener su DNI.
5. Validar experimentalmente el anterior modelo.
6. Realizar un modelo sencillo de un sistema de bombeo.

La simulación del conjunto generador-bombeo se deja para futuros trabajos.

Así pues, mediante este proyecto, universidades de países en desarrollo podrán tener las herramientas necesarias para formar a emprendedores que quieran desarrollar, en sus respectivos países, la tecnología fotovoltaica para aplicaciones como el bombeo, conociendo en todo momento las características reales de su panel, independientemente de los catálogos de los fabricantes o del envejecimiento de los módulos adquiridos.

## 3.MODELO 1 PANEL SOLAR

### 3.1 INTRODUCCIÓN

Como para cualquier otro dispositivo, la realización de un modelo que simule un generador fotovoltaico es esencial, pues permite hacer estudios previos a la implementación real, obteniéndose conclusiones de una forma mucho más rápida y barata.

A la hora de modelar, aunque partiendo de unas mismas ecuaciones base, surgen distintos modelos posibles, según las aproximaciones e hipótesis de partida de cada uno. El nuestro no será de una gran complejidad, pero sí que tiene una gran exactitud, como se verá posteriormente en las validaciones experimentales y de catálogo.

Así mismo, cabe decir que este modelo está basado en los módulos de silicio cristalino y que se ha implementado con el software Matlab-Simulink, un entorno de programación cómodo, gráfico e intuitivo.

Más concretamente, este modelo recibe como entradas lo que llamaremos el “DNI” del panel solar, así como las condiciones de temperatura e irradiancia y sus valores de referencia en condiciones estándar (Vocref, Iscref), mientras que devolverá como salidas los parámetros característicos de toda curva de un panel solar: corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) y la potencia máxima disponible ( $P_{mp}$  o  $P_{max}$ ).

### 3.2 CÉLULA IDEAL

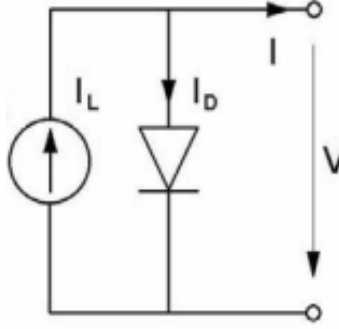
En la actualidad, las células de silicio cristalino son un diseño especial del diodo Schottky [1], de forma que se estudian mediante la teoría de los diodos de unión, llamados así por el campo eléctrico que crea la diferencia de potencial existente entre los terminales de las células.

Al mismo tiempo, como en todos los diodos, también existirán unas recombinaciones internas inducidas, que aumentarán con el nivel de tensión y cuyo principal efecto será reducir el número de portadores que pueden ceder energía, o lo que es lo mismo, disminuye la corriente efectiva  $I$  que puede suministrar la célula. Por tanto,

$$I = I_L - I_D \quad (3.1)$$

Donde  $I_L$  es la corriente total generada por los fotones, denominada fotocorriente, e  $I_D$  la corriente interna de pérdidas del diodo equivalente.

Así pues, el circuito equivalente de nuestra célula fotovoltaica ideal será el siguiente:



**Figura 5:** Circuito equivalente de una célula solar ideal.

Respecto a la corriente de pérdidas  $I_D$ , también llamada corriente de oscuridad del diodo, ésta se puede expresar mediante la siguiente ecuación [2]:

$$I_D = I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{q \cdot V}{n \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) \quad (3.2)$$

Donde  $I_0$  es la corriente inversa de saturación,  $q$  la carga del electrón ( $1.6 \cdot 10^{-19} \text{C}$ ),  $k$  la constante de Boltzmann ( $1.381 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$ ),  $T$  la temperatura de la célula en kelvin y  $n$  el factor de idealidad del diodo.

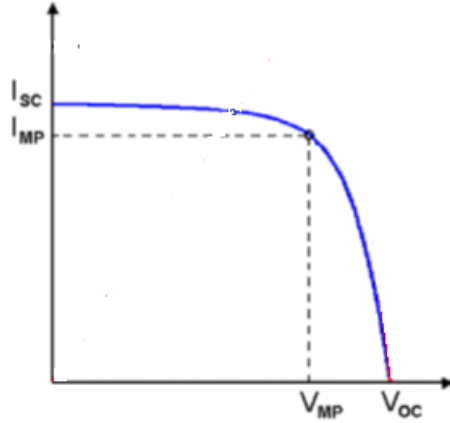
Haciendo un cortocircuito ( $V=0$ ),  $I_D=0$ , por lo que la corriente de cortocircuito será:

$$I_{sc} = I_L \quad (3.3)$$

Además, definimos la tensión térmica como:  $V_{th} = \frac{k \cdot T}{q}$

$$\text{De esta forma, tenemos que } I = I_{sc} - I_0 \cdot \exp\left(-\frac{V}{n \cdot V_{th}}\right) \quad (3.4)$$

cuya representación gráfica es la ya conocida curva:



**Figura 6:** Curva característica I-V de un panel solar

Entonces  $\exp\left(\frac{V}{n \cdot V_{th}}\right) = \frac{I_0 + I_{sc} - I}{I_0}$  ; tomando logaritmos y despejando V, tenemos la relación entre las salidas V e I, que no son por tanto independientes:

$$V = n \cdot V_{th} \cdot \ln\left(\frac{I_0 + I_{sc} - I}{I_0}\right) \quad (3.5)$$

Así mismo, la tensión de circuito abierto se obtendrá haciendo  $I=0$  en la anterior ecuación, y como  $I_0$  es mucho menor que  $I_{sc}$ :

$$V_{oc} = n \cdot V_{th} \cdot \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0}\right) \quad (3.6)$$

Por otra parte,  $I_0$  puede evaluarse mediante [3]:

$$I_0(T) = C \cdot T^3 \cdot \exp\left(\frac{-V_{g0}}{n \cdot V_{th}}\right) \quad (3.7)$$

donde  $V_{g0}$  es la barrera de potencial, con un valor de 1.21V para el silicio cristalino, mientras que C es una constante que se puede determinar mediante las dos ecuaciones anteriores (3.6 y 3.7), aplicando las llamadas condiciones estándar STC ( $T_{cel}=25^\circ\text{C}=298\text{K}$ , irradiancia  $G=1000\text{W/m}^2$ ):

$$C = I_{sc} \cdot T^{-3} \cdot \exp\left(\frac{V_{g0} - V_{oc}}{n \cdot V_{th}}\right) \quad (3.8)$$

Puesto que, como habíamos dicho antes, para cada tensión existe su correspondiente corriente, al multiplicar ambas variables obtendremos la potencia P. Con el fin de optimizar el proceso, buscaremos siempre trabajar en el punto de máxima potencia, por lo que habrá que derivar su expresión e igualar a 0. Así pues:

$$\frac{\partial P}{\partial V} = I + V \cdot \frac{\partial I}{\partial V} = 0; \quad \frac{\partial I}{\partial V} [V_{mp}] = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} \quad (3.9)$$

Derivando en la ecuación 3.4:

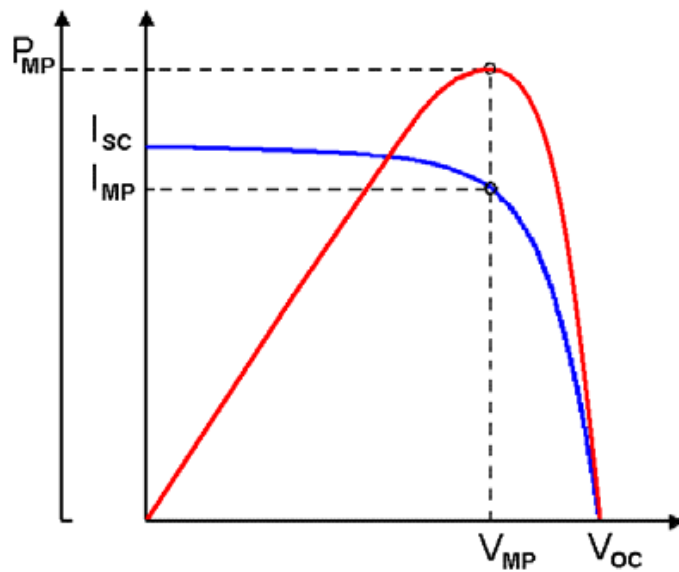
$$I_0 \cdot \exp\left(\frac{V_{mp}}{n \cdot V_{th}}\right) \cdot \frac{1}{n \cdot V_{th}} = \frac{I_{mp}}{V_{mp}}$$

Despejando  $I_{mp}$  y volviendo a utilizar la ecuación 3.4 en la forma  $\frac{I_{mp} - I_{sc}}{I_0} = 1 - \exp\left(\frac{V_{mp}}{n \cdot V_{th}}\right)$ , se llega finalmente a la siguiente expresión:

$$I_{mp} = \frac{V_{mp} \cdot (I_{sc} + I_0)}{V_{mp} + n \cdot V_{th}} \quad (3.10)$$

Por otro lado, es conveniente definir el factor de forma FF, ya que aporta información cuantitativa sobre la parte de la curva I-V donde se encuentra el punto de máxima potencia: si en esa zona la curva es muy abierta, su valor será bajo; y si es cerrada, alto. De esta manera, es un indicador de la calidad y del rendimiento de las células de silicio, y suele estar comprendido entre 0.7 y 0.8:

$$FF = \frac{V_{mp}}{V_{oc}} \cdot \frac{I_{mp}}{I_{sc}} < 1 \quad (3.11)$$



**Figura 7:** Curva característica I-V (en azul) y P-V(en rojo) de una célula solar.

### 3.3 VARIACIONES y CONDICIONES

#### Variaciones debidas a la irradiancia

Se ha comprobado que, para valores normales de irradiancia, o sea, entre 150 y 1050  $\text{W/m}^2$ , existe una relación prácticamente lineal entre la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  y la irradiancia  $G$  [4]:

$$I_{sc} = C_G \cdot G \quad (3.12)$$

Respecto a la tensión de circuito abierto, ésta apenas varía con la irradiancia, ya que su relación es logarítmica, como se vio en la ecuación 3.6 y que combinada con la anterior, se tiene la siguiente:

$$V_{oc} = n \cdot V_{th} \cdot \ln\left(\frac{C_G \cdot G}{I_0}\right) \quad (3.13)$$

Por tanto, las variaciones de  $V_{oc}$  a lo largo de un día carece de interés, salvo la transición desde un valor nulo a otro no nulo, o viceversa, es decir, al amanecer, atardecer y con nubes muy negras.

En cuanto a la variación de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  con la irradiancia  $G$ , observando la ecuación 3.10, se deduce que ambas magnitudes también se ven afectadas:  $I_{mp}$  varía de una forma prácticamente lineal con  $G$ , aunque no exactamente igual que  $I_{sc}$ , mientras que  $V_{mp}$  tampoco tiene la misma relación con  $G$  que  $V_{oc}$ , pero sí está relacionada con el logaritmo de la irradiancia.

#### Variaciones debidas a la temperatura

La corriente de célula apenas cambia con la temperatura ya que, si bien es cierto que la fotocorriente  $I_L$  aumenta con la temperatura al estrecharse la banda prohibida y facilitarse por tanto la absorción de fotones, la corriente de pérdidas del diodo  $I_D$  también se incrementa, compensándose ambas.

Más concretamente, en las células de silicio cristalino, la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  no supera el 0.01% de variación por cada grado centígrado de incremento, siendo muy similar lo que le ocurre a la corriente de máxima potencia  $I_{mp}$  [5]. De esta forma, dicho efecto se suele despreciar en la práctica.

No obstante, el efecto de la temperatura sí que es importante en las tensiones, pues se ven afectadas de forma directa (a través de  $V_{th}$  en las ecuaciones 3.5, 3.6 y 3.10), así como indirecta (mediante la corriente inversa de saturación  $I_0$ ).

Para ejemplificar esto último, cabe señalar que la tensión de vacío de una célula  $V_{oc}$  se reduce unos 2.3mV por cada grado centígrado que se incrementa su temperatura, siendo muy similar dicho efecto para la tensión de máxima potencia  $V_{mp}$  [6].

## Relación entre irradiancia y temperatura

La radiación solar no sólo afecta de forma significativa a la corriente (aumentando de forma positiva la potencia) sino que, al recibir energía en exceso, aumenta la temperatura de la célula, de forma que tiene un efecto negativo sobre la tensión (ya que se reduce, como se dijo anteriormente).

Como la temperatura de la célula fotovoltaica también depende de la temperatura ambiente, se establece la siguiente relación:

$$T_{cel} = T_{amb} + C_G \cdot G \quad (3.14)$$

## Condiciones STC Y NOCT

Es conveniente diferenciar entre las condiciones estándar de prueba (STC) y las de operación nominal de las células (NOCT).

Las condiciones STC son:

- Temperatura de célula  $T_{cel}=298K$
- Irradiancia  $G=1000W/m^2$

Mientras que las condiciones NOCT consisten en:

- Temperatura ambiente  $T_{amb}=293K$
- Irradiancia  $G=800W/m^2$ .

Los tres puntos característicos ( $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) son proporcionados por el fabricante bajo ambas condiciones en su catálogo comercial y son necesarias a la hora de implementar nuestro modelo, aunque no suficientes (ya que sus condiciones de temperatura e irradiancia no tienen por qué coincidir con las de la realidad). Así pues, variables de referencia como  $I_{sc,ref}$  o  $V_{oc,ref}$  serán siempre conocidas y, por defecto, referidas a condiciones STC.

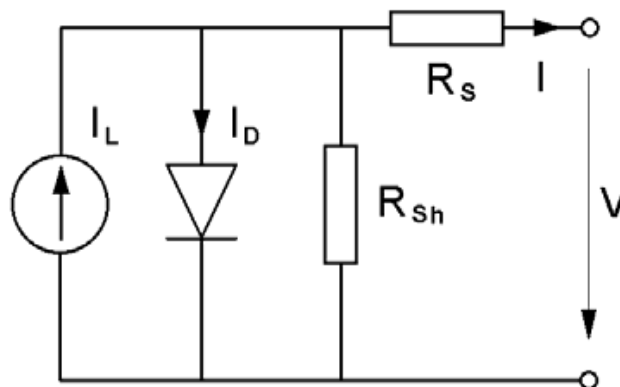
### 3.4 CÉLULA REAL

Con el fin de aproximarnos con mayor exactitud al comportamiento de los paneles solares reales, hay que tener en cuenta una serie de fenómenos no considerados hasta el momento, que pueden agruparse en dos grandes grupos, cada uno modelado de una forma diferente:

- i. Caídas de tensión debidas a la resistencia eléctrica de la malla colectora frontal y de la superficie colectora trasera, así como el resto de los conductores de conexión entre módulos y líneas de alimentación. Además, para cada módulo hay que tener en cuenta el incremento de caída de tensión debido a la interconexión de células. Se modela mediante la resistencia en serie  **$R_s$** .
- ii. La disminución de la corriente útil suministrada debida a fugas a través de los bordes de la célula, a pequeños cortocircuitos, bordes de grano, imperfecciones en la unión P-N, etc. Su influencia es mayor cuando la tensión es baja, ya que la corriente  $I_D$  también lo será [7]. Se modela mediante la resistencia en paralelo o shunt,  **$R_p$  o  $R_{sh}$** .

Las resistencias sólo podrán tomar valores que tengan sentido físico y que mantengan el error dentro de los límites establecidos, algo fundamental para el proceso de estimación de parámetros [8].

Por tanto, el nuevo circuito equivalente será el siguiente:



**Figura 8:** Modelo de un generador fotovoltaico real

Al haber incluido estas dos resistencias en nuestro modelo, tanto la curva I-V como el punto de trabajo óptimo se van a ver modificados, reduciéndose de forma considerable la potencia respecto al caso ideal.



Así pues, adaptando la ecuación 3.4 al circuito equivalente del modelo real, se obtiene la nueva ecuación general que define el comportamiento eléctrico de una sola célula:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V+I \cdot R_s}{n \cdot V_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V+I \cdot R_s}{R_p} \quad (3.15)$$

## Parámetros básicos

Los cinco parámetros básicos que serán necesarios para modelar una célula real (o un módulo) serán los tres del caso ideal ( $I_L$ ,  $I_0$ , y  $n$ ), más los dos que acaban de aparecer, las resistencias de pérdidas ( $R_s$  y  $R_p$ ).

Como se verá más tarde, algunos de estos parámetros (los secundarios, es decir,  $I_L$  e  $I_0$ ) se pueden expresar en función de los otros (parámetros fundamentales, esto es, **n**,  **$R_s$**  y  **$R_{sh}$** , que se consideran constantes en sus valores iniciales, no dependiendo ni de la irradiancia  $G$  o la temperatura  $T$  [9]). Esta distinción es fundamental para el desarrollo posterior del modelo.

Las ecuaciones que los relacionan se van a obtener a partir de la ecuación general 3.15, así como de las condiciones de cortocircuito, circuito abierto, máxima potencia y algunas aproximaciones.

## Ecuaciones y modelado en Matlab-Simulink

Los resultados que se obtienen a partir de las ecuaciones que a continuación se desarrollan han sido ampliamente contrastados mediante datos experimentales, demostrando siempre un buen compromiso entre complejidad y capacidad de reproducir la respuesta de los generadores fotovoltaicos [10].

Así pues, en condiciones de cortocircuito ( $I=I_{sc}$ ,  $V=0$ ) aplicadas a la ecuación general 3.15, se tiene que:

$$I_L = I_D + I_{sc} \cdot \frac{R_s}{R_p} + I_{sc} ;$$

$$I_L = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}}\right) - 1 \right] + I_{sc} \cdot \left( \frac{R_s + R_p}{R_p} \right) \quad (3.16)$$

Y, como el término exponencial es cercano a 1 e  $I_0$  es mucho menor que  $I_L$ , se puede hacer la siguiente aproximación:

$$I_L = I_{sc} \cdot \left( \frac{R_s + R_p}{R_p} \right) \quad (3.17)$$

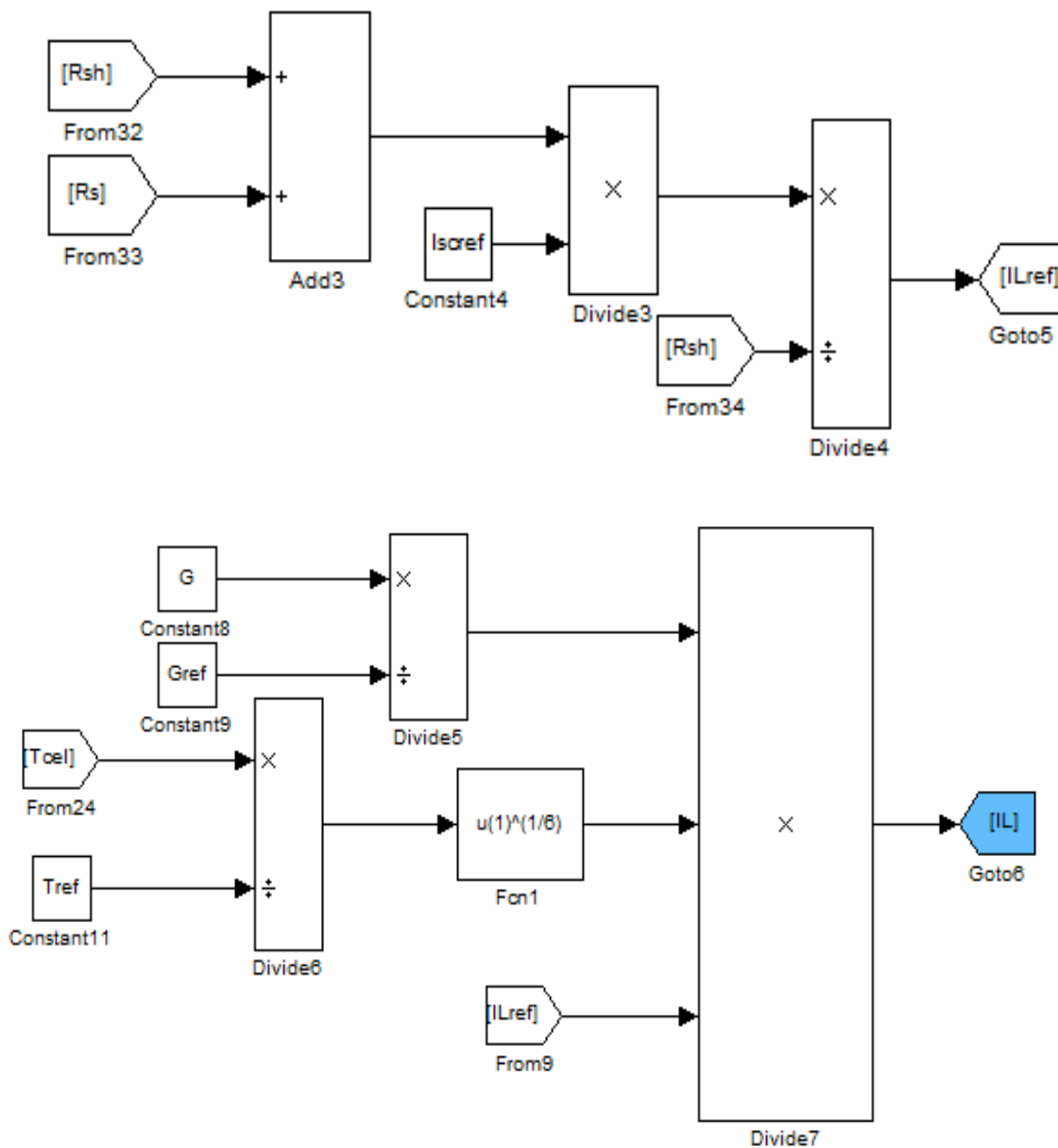
Si evaluamos esta expresión en condiciones de referencia (que para nosotros van a ser las estándar STC, es decir,  $T_{cel,ref}=298K$  y  $G_{ref}=1000 W/m^2$ ), siempre **conocidas**, ya que las proporciona el fabricante en su catálogo ( $I_{sc,ref}$ ,  $V_{oc,ref}$ ), tenemos que:

$$I_{L,ref} = I_{sc,ref} \cdot \frac{R_s + R_p}{R_p} \quad (3.18)$$

Y, por fin, la expresión de  $I_L$ :

$$I_L(G, T) = I_{L,ref} \cdot (G/G_{ref}) \cdot (T/T_{ref})^{1/6} \quad (3.19)$$

así como su implementación en Simulink:



**Figura 9:** Representación en Simulink de la obtención de  $I_L$ .

El exponente  $1/6$  que se ha introducido en la ecuación 3.19 ha sido ajustado empíricamente para que las variaciones de la  $I_{sc}$  del modelo concuerden con las de las células de silicio cristalino, en términos medios. Esta simplificación es válida pues el error que se comete es inapreciable ( $<0.05\%$ ) [11].

Respecto a la corriente inversa de saturación  $I_0$ , la expresión para calcularla es como en la 3.7:

$$I_0 = C \cdot T_{cel}^3 \cdot \exp\left(\frac{-V_{g0}}{n \cdot V_{th}}\right) \quad (3.20)$$

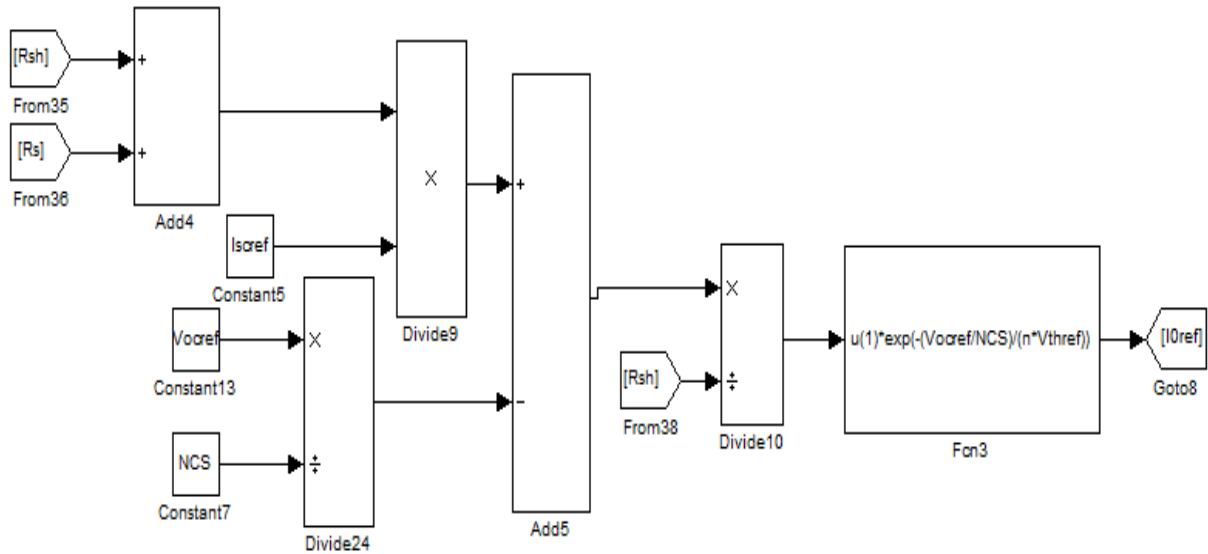
$$\text{con } C = \frac{I_{0,ref}}{T_{ref}^3} \cdot \exp\left(\frac{V_{g0}}{n \cdot V_{th,ref}}\right) \quad (3.21)$$

$$\text{siendo } I_{0,ref} = \frac{I_{sc,ref} \cdot (R_s + R_p) - V_{oc,ref} / NCS}{R_p} \cdot \exp\left(-\frac{V_{oc,ref} / NCS}{n \cdot V_{th,ref}}\right) \quad (3.22)$$

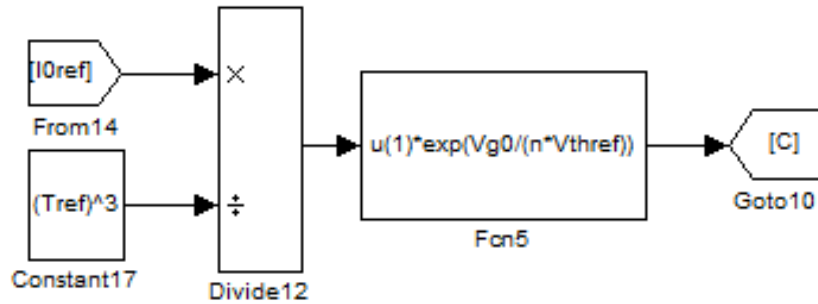
Esta última expresión se obtiene a partir de la ecuación 3.16, así como aplicando las condiciones de circuito abierto a la 3.15:

$$I_L = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{n \cdot V_{th}}\right) - 1 \right] + \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (3.23)$$

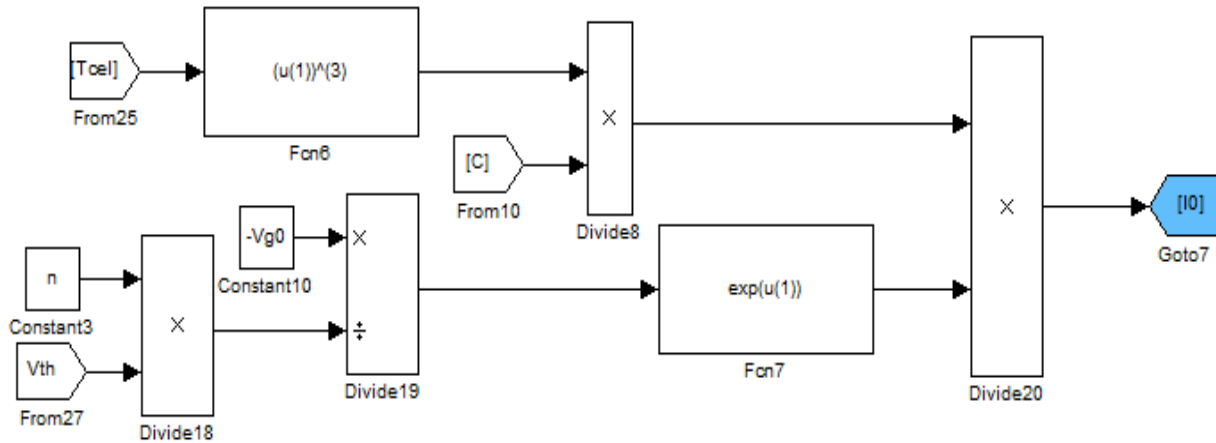
El esquema en Simulink es el que aparece tras estas líneas:



**Figura 10:** Obtención de  $I_{0ref}$  en Simulink



**Figura 11:** Obtención de la constante C en Simulink

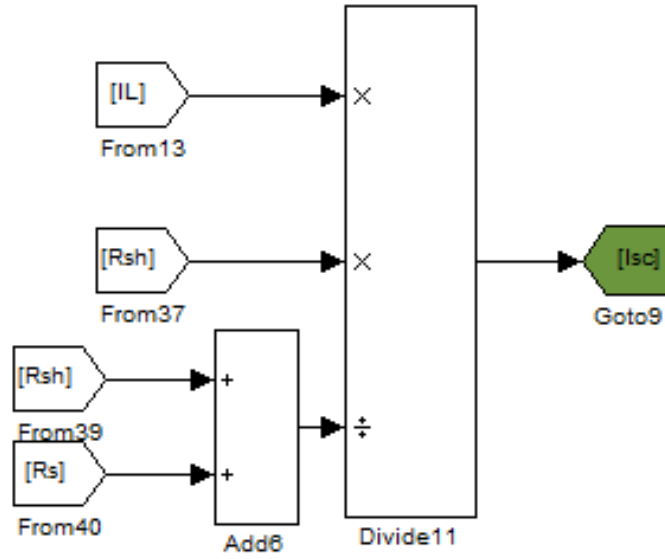


**Figura 12:** Obtención de I0 mediante Simulink

Por otro lado, la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  depende de la irradiancia y temperatura, pero también de  $R_{sy}$   $R_p$ , como se demostraba en la ecuación 3.18:

$$I_{sc}(G, T, R_s, R_p) = I_L(G, T) \cdot \frac{R_p}{R_s + R_p} \quad (3.24)$$

Su correspondiente modelo en el programa Simulink será el que se muestra a continuación:



**Figura 13:** Obtención en Simulink de la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$ .

Para obtener la tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  aplicamos, en primer lugar, las condiciones de circuito abierto ( $I = 0$ ) a la ecuación 3.15:

$$I_L = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{n \cdot V_{th}}\right) - 1 \right] + \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (3.25)$$

De aquí se despeja  $V_{oc}$ :

$$V_{oc}(G, T, R_p) = n \cdot V_{th} \cdot \ln \left[ \frac{(I_L + I_0) \cdot R_p - V_{oc}}{I_0 \cdot R_p} \right] \cdot NCS \cdot Num\_paneles \quad (3.26)$$

siendo NCS el número de células en serie de cada módulo y Num\_paneles el número de paneles solares o módulos en serie, quedando ya la fórmula adaptada a nuestra instalación concreta, en vez de a una sola célula solar.

Nótese que la dependencia de  $V_{oc}$  con la irradiancia  $G$  es a través de la fotocorriente  $I_L$ , si bien es cierto que, al estar dentro del logaritmo, el efecto se suaviza (salvo cuando  $I_L$  tiende a 0). Sin embargo, la temperatura afecta a  $V_{oc}$  tanto de forma explícita (mediante  $V_{th}$ ), como implícita (a través de  $I_0$ ), siendo el efecto de ésta última más reducido, por la misma razón que antes del logaritmo.

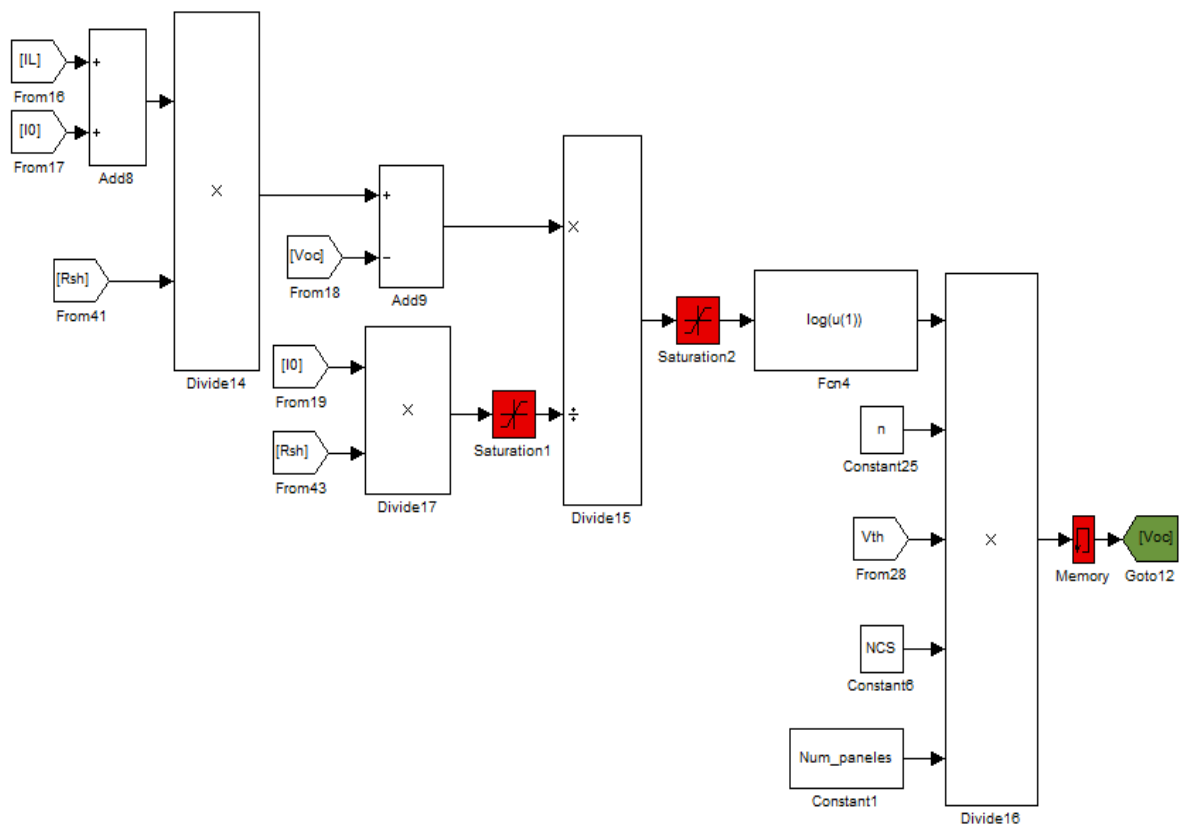
Es justo en este punto donde tuvo lugar uno de los momentos más críticos del proyecto pues, como se puede apreciar en **negrita** en la ecuación 3.26, la variable que queremos despejar ( $V_{oc}$ ), aparece en los dos términos de la fórmula, siendo imposible aislar  $V_{oc}$  a un solo lado de la ecuación por métodos algebraicos.

Simulink es capaz de despejar por sí sólo ecuaciones de este estilo, pero más simples, como  $X=8-X$ . No obstante, al estar un  $V_{oc}$  dentro del logaritmo, todo se complica y Simulink emite un error llamado “Algebraic Loop”.

Se probaron diferentes alternativas, como la introducción del bloque **IC**, que no resuelve realmente el problema, o el bloque **1/z** (UnitDelay), que provoca en ciertos momentos oscilaciones permanentes alrededor de la solución.

De esta forma, finalmente se optó por usar el bloque **Memory** el cual, a partir de una condición inicial cualquiera ( $=0$ , por ejemplo), entra en un bucle que acaba convergiendo a la solución  $V_{oc}$  de la ecuación 3.26.

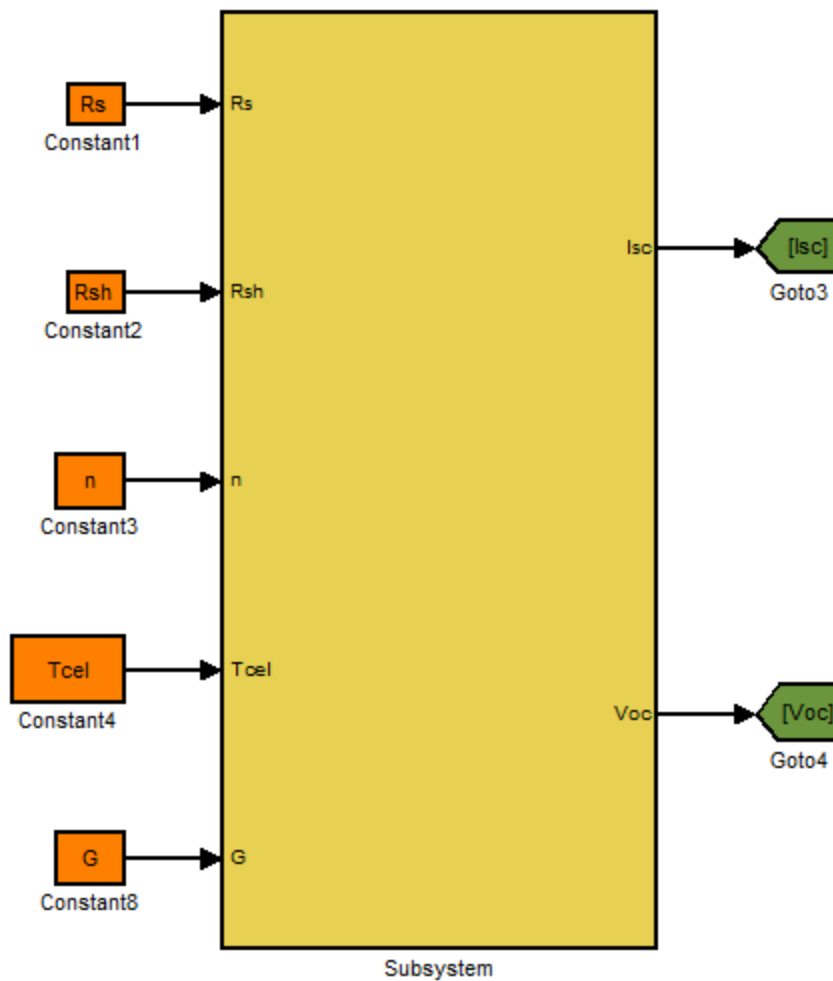
Así pues, éste es el diagrama en Simulink con el que obtenemos  $V_{oc}$ :



**Figura 14:** Obtención de la tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  en Simulink.

Como se puede apreciar en la figura superior, se han añadido dos bloques en rojo con el nombre de “saturation”, cuya única función es evitar que entren valores nulos y negativos durante las distintas iteraciones en los bloques que anteceden, esto es, una división y un logaritmo, respectivamente.

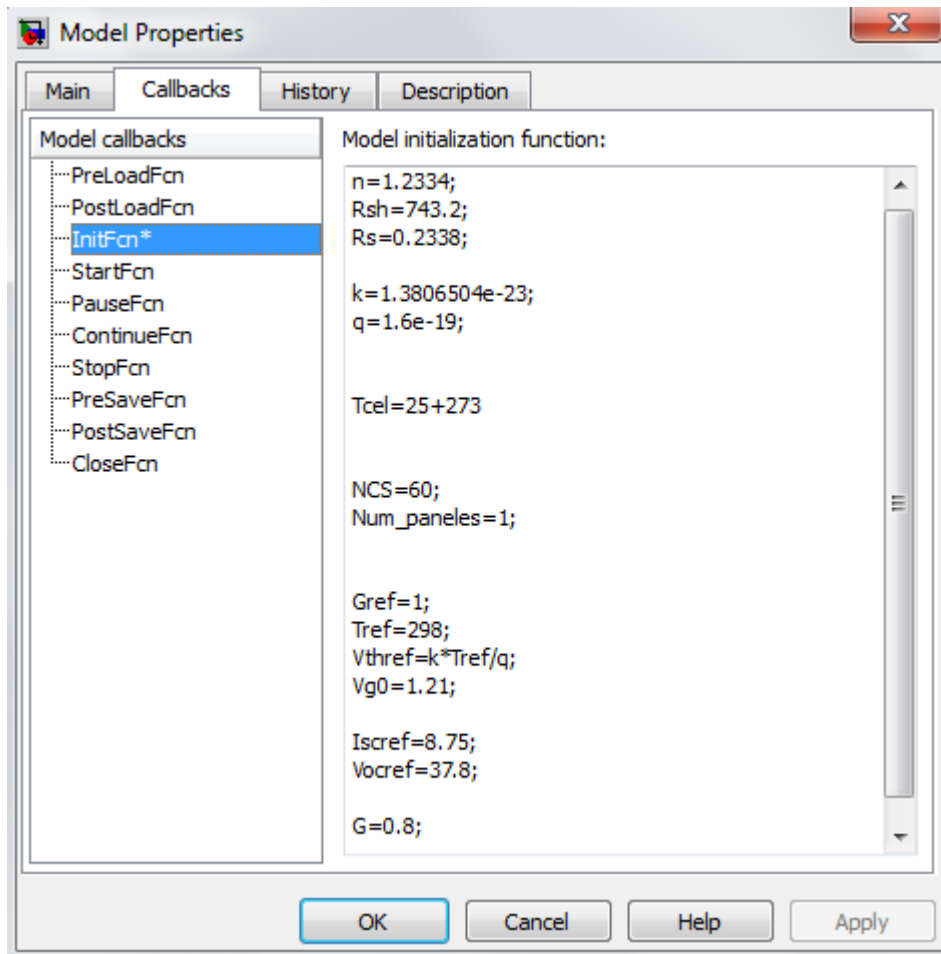
Hasta aquí la parte en Simulink del modelo 1 de éste PFC. A continuación, se muestra su visión global exterior, con sus entradas en naranja y sus salidas en verde:



**Figura 15:** Visión global del Modelo 1 en Simulink.

En el interior de este bloque pintado de amarillo está el conjunto de todos los bloques que se han ido mostrando durante el presente capítulo.

Además, también se aporta la ventana de “Model Properties” (File-ModelProperties-Callbacks-InitFcn) que hemos usado durante la simulación, donde aparecen el valor de las constantes y demás parámetros utilizados:

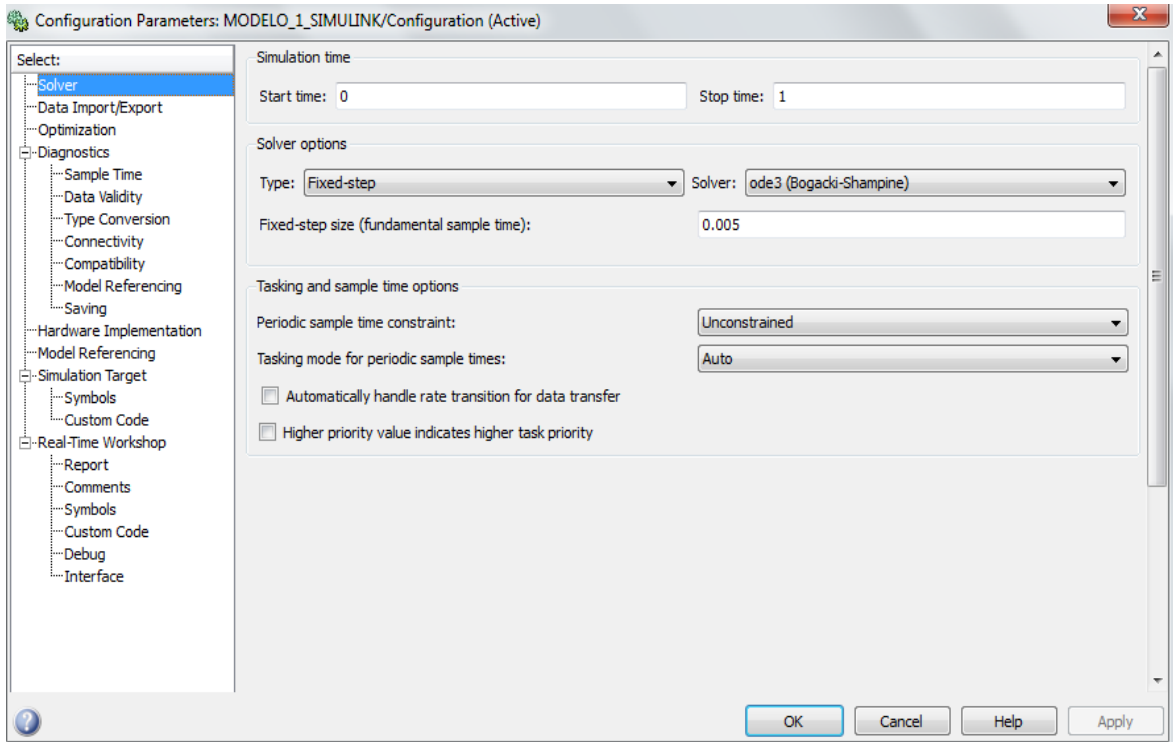


**Figura 16:** Imagen de la ventana de ModelProperties de Simulink.

Es conveniente ser consciente de que en esta ventana superior de ModelProperties, la irradiancia  $G$  hay que introducirla en  $\text{kW/m}^2$ , y no en  $\text{W/m}^2$ .

Por supuesto, es muy importante que la configuración de parámetros de la simulación se adapte a la dinámica de nuestro mecanismo. Se ha escogido, de una forma empírica, un paso de integración fijo de 0.005 segundos, un método de integración ode3 (Bogach-Shamphine) y un tiempo de simulación de 1 segundo. Todo esto lo ilustra la siguiente imagen:





**Figura 17:** Ventana de Configuration Parameters de Simulink.

Una vez halladas las tensiones de circuito abierto  $V_{oc}$  y la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$ , el siguiente objetivo es obtener la tensión para la cual la potencia es máxima, es decir,  $V_{mp}$ , y su correspondiente corriente  $I_{mp}$ .

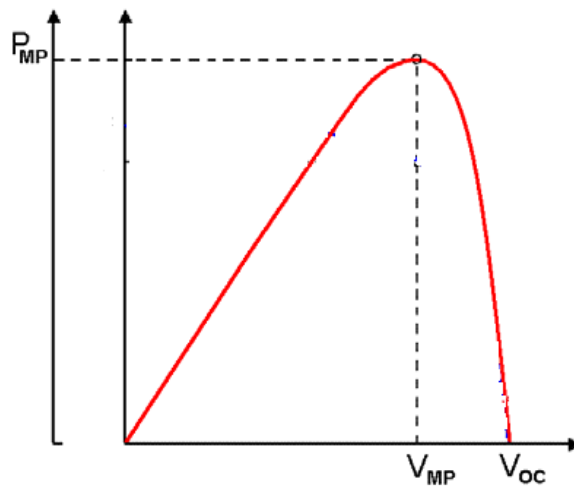
Inicialmente, se intentó derivar (e igualar a 0, como cualquier problema unidimensional de optimización) la expresión que relaciona  $I$  e  $V$ , o lo que es lo mismo, la curva  $I$ - $V$ :

$$I = I_L - I_0 \cdot \left\{ \exp \left[ \frac{V + I \cdot R_s}{n \cdot V_{th} \cdot NCS \cdot Num_{paneles}} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I \cdot R_s}{NCS \cdot Num_{paneles} \cdot R_p} \quad (3.27)$$

Como puede observarse, esta ecuación 3.27 es la misma que la 3.15 pero adaptada, no ya para una sola célula, sino para  $Num\_paneles$  módulos conectados en serie, cada uno formado por  $NCS$  células en serie.

Al analizar esta última ecuación se puede apreciar rápidamente la complejidad que encierra realizar su derivada, no ya sólo por su extensión, sino por la necesidad de aislar la  $I$ , que se muestra en negrita, en un único lado de la ecuación, algo muy complicado debido al término exponencial, como se verá en el capítulo 4.

Por tanto, el método que se propone se basa en que conocemos la forma de la curva potencia-tensión (P-V):



**Figura 18:** Curva P-V típica del panel solar

Esta curva siempre tiene la misma forma, con un tramo inicial ascendente, para luego descender a partir del punto de máxima potencia, que es justo nuestro objetivo a alcanzar.

Así pues, creamos un bucle en el cual se entra con una tensión  $V$  de valor bajo, se mete en la ecuación 3.27 y se obtiene su correspondiente corriente  $I$ , así como la potencia (haciendo el producto  $P=V \cdot I$ , al ser corriente continua DC).

Después, se compara la nueva potencia con la anterior, de forma que si ha aumentado, seguimos dentro del bucle dando valores mayores a  $V$  y cuando la potencia deje de aumentar, terminamos, al ya haber alcanzado nuestro objetivo, es decir, estaremos en el punto de máxima potencia.

Así es el algoritmo en Matlab:

```
%Inicializamos las variables a 0.
```

```
V=0;
```

```
Paux=0;
```

```
I=0;
```

```
P=0.1; %0.1 en vez de 0, para poder entrar en el siguiente bucle.
```

```
% Puesto que la curva Potencia-Voltaje en un panel solar es ascendente
```

```
% hasta llegar al máximo, vamos dando valores a la tensión V, obtenemos su correspondiente % corriente I y también la potencia P para dicha tensión.
```

```
% Se compara entonces dicha potencia con la obtenida en la anterior
```

% iteración de forma que, si es mayor, estaremos en el tramo creciente y seguiremos en  
% el bucle. Así, hasta que la P decrezca, momento en el que habremos llegado al  
% máximo y saldremos del bucle.

```
while P>Paux
V=V+0.05;
I=IL-I0*(exp((V+I*Rs)/(n*Vth*NCS*Num_paneles))-1)-
(V+I*Rs)/(NCS*Num_paneles*Rsh); % ecuación 3.27
Paux=P;
P=V*I;
end
```

Finalmente aprovechamos este documento .m para sacar por pantalla (no se pone ;) los cinco parámetros deseados, a saber: Voc, Isc, Imp, Vmp y Pmp o Pmax.

```
% Obtenemos por pantalla los parámetros característicos de la curva del panel solar.
VOC=Voc % siendo VOC la tensión de circuito abierto de todos los paneles
ISC=Isc % siendo ISC la corriente de cortocircuito de todos los paneles
PMP=P % siendo PMP la potencia máxima que se puede conseguir con todos los
% paneles.
VMP=V % siendo VMP la tensión del punto de máxima potencia, con todos los paneles
% conectados.
IMP=I % siendo IMP la corriente del punto de máxima potencia, con todos los paneles
% conectados.
```

### 3.5 VALIDACIÓN DEL MODELO DESARROLLADO

Con el fin de verificar la validez del modelo que hemos implementado, se han realizado varias simulaciones, cuyas variables de salida han sido comparadas con las de los catálogos comerciales y con paneles reales, en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Los resultados han sido muy satisfactorios.

Así mismo, cabe decir que los parámetros  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$  utilizados para hacer las simulaciones se han estimado mediante el método que se explica detalladamente en el siguiente capítulo, el MODELO 2.

### Validación mediante datos de catálogo

Durante la siguiente comparación se ha hecho uso de la información relativa a las condiciones estándar de prueba (STC), así como a las de operación nominal de las células (NOCT) de cuatro módulos comerciales. Estos datos aparecen en las tablas 3.1 y 3.3, mientras que los resultados de las simulaciones aparecen en las tablas 3.2 y 3.4.

Módulo Comercial	n	Rs	Rp	NCS	Voc(V)	Isc(A)	Vmp(V)	Imp(A)
Isofoton 250	1.2334	0.2338	743.2	60	37.8	8.75	30.60	8.17
Schott 180 M	1.4221	0.3237	642.2	72	44.8	5.40	36.20	4.97
SLK 36 M6L	1.2404	0.1037	355.2	36	22.3	8.81	18.25	8.22
Sunpower 333	1.1463	0.3571	1226	96	65.3	6.46	54.70	6.09

**Tabla 3.1:** Datos de catálogo de cuatro módulos comerciales en condiciones STC

Módulo Comercial	n	Rs	Rp	NCS	Voc(V)	Isc(A)	Vmp(V)	Imp(A)
Isofoton 250	1.2334	0.2338	743.2	60	37.79	8.75	30.65	8.19
Schott 180 M	1.4221	0.3237	642.2	72	44.77	5.40	36.25	5.01
SLK 36 M6L	1.2404	0.1037	355.2	36	22.29	8.81	18.30	8.24
Sunpower 333	1.1463	0.3571	1226	96	65.28	6.46	54.75	6.12

**Tabla 3.2:** Datos obtenidos mediante simulación de cuatro módulos comerciales en STC

Como puede observarse, para las condiciones estándar de prueba las discrepancias entre ambas tablas son casi inexistentes (<1%). Esta alta coincidencia no hubiese sido posible sin una adecuada estimación de parámetros, como veremos en el próximo capítulo.

Módulo Comercial	n	Rs	Rp	NCS	Voc(V)	Isc(A)	Vmp(V)	Imp(A)	TONC(°C)
Isofoton 250	1.2334	0.2338	743.2	60	35.0	7.06	27.5	6.59	47
Schott 180 M	1.4221	0.3237	642.2	72	39.3	4.30	32.9	3.95	46
SLK 36 M6L	1.2404	0.1037	355.2	36	20.3	7.14	16.6	6.61	46
Sunpower 333	1.1463	0.3571	1226	96	61.2	5.22	50.4	4.91	45

**Tabla 3.3:** Datos de catálogo de cuatro módulos comerciales en condiciones NOCT

Módulo Comercial	n	Rs	Rp	NCS	Voc(V)	Isc(A)	Vmp(V)	Imp(A)
Isofoton 250	1.2334	0.2338	743.2	60	34.35	7.08	27.5	6.56
Schott 180 M	1.4221	0.3237	642.2	72	40.60	4.37	32.4	3.99
SLK 36 M6L	1.2404	0.1037	355.2	36	20.28	7.12	16.45	6.58
Sunpower 333	1.1463	0.3571	1226	96	60.63	5.22	50.4	4.91

**Tabla 3.4:** Resultados de la simulación para cuatro módulos comerciales en NOCT

La columna de TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula) sirve para poder meter la temperatura de célula Tcel como entrada de nuestro modelo, en la ventana de ModelProperties. Se obtiene a partir de la temperatura ambiente Tamb y de la irradiancia G mediante la siguiente expresión:

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{0.8} \cdot G \quad (3.28)$$

con G en Kw/m2 y Tamb en kelvin, por lo que Tcel también.

Como se puede apreciar comparando las dos tablas de arriba, aunque no todos los datos coinciden exactamente, lo cual era de esperar, están muy próximos, siendo el error máximo menor al 4%.

Como conclusión, cabe decir que esta gran exactitud entre datos y resultados avala la calidad del modelo desarrollado.

## Validación mediante datos experimentales

Para la validación experimental se han usado una serie de elementos que se detallan a continuación:

### 1. Tres paneles solares

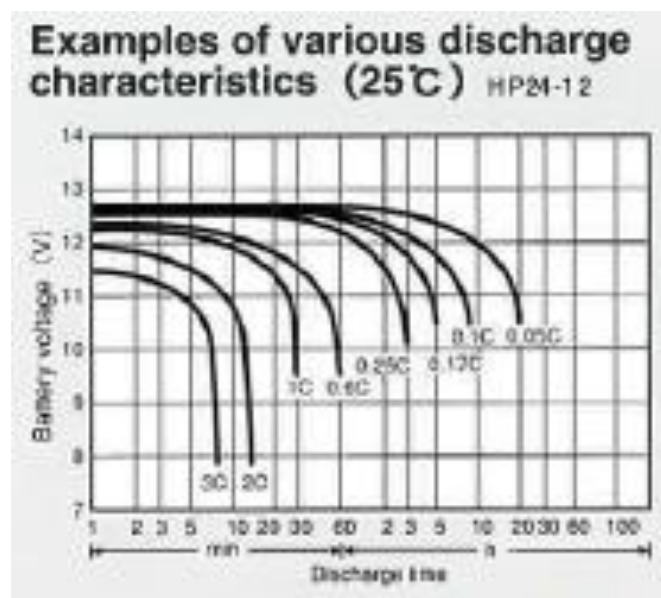
- El fabricante es KYOCERA y tienen fecha de producción de marzo de 2007.
- Los tres paneles han sido conectados en serie, de forma que se obtendrán tensiones mayores, mientras que las corrientes permanecerán en el mismo orden que con un solo módulo solar.
- El número de células en serie de cada uno de ellos es  $NCS=36$ .
- Cada uno tiene una potencia nominal de 54 Wp.
- Los datos en condiciones STC que aporta el fabricante son:  $V_{oc}=21.7V$ ,  $I_{sc}=3.31A$ ,  $V_{mp}=17.4V$ ,  $I_{mp}=3.11A$
- Los datos en condiciones NOCT que da el fabricante son:  $TONC=47^{\circ}C$ ,  $V_{oc}=19.7V$ ,  $I_{sc}=2.67A$ ,  $V_{mp}=15.3V$ ,  $I_{mp}=2.49A$
- Al introducir estos datos en nuestro Modelo 2, obtenemos el “DNI” de los paneles solares:  $n=1.0343$ ,  $R_s=0.4997$ ,  $R_p=1352$ .
- Pero para tener en cuenta el envejecimiento, se ha determinado experimentalmente (con el seguidor de máxima potencia conectado se hallan  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ , luego se desconecta y rápidamente se anotan  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ , cortocircuitando la salida):  **$n=1.2764$ ,  $R_s=0.8913$ ,  $R_p=1267$ .**
- Su estado de conservación es aceptable para nuestros experimentos y han sido limpiados para su mejor aprovechamiento.



**Figura 19:** Foto de los tres paneles solares del laboratorio.

## 2. Baterías

- El fabricante es HITACHI y la serie es la HP24-12.
- Tiene una capacidad de 24A·h (Amperios·hora).
- Su tensión nominal es 12V, no debiendo salirse de los límites inferior (11.8V) y superior (13.6V).
- El ritmo de descarga es 0.05C, esto es, está pensada para descargarse liberando unos 1.2 A ( $0.05 \cdot 24$ ), durando unas 20h ( $24/1.2$ ).
- Son de Plomo.
- La curva de descarga tensión (V) - tiempo (horas) es:



**Figura 20:** Descarga V-tiempo de la batería



**Figura 21:** Foto de la batería, con su caja auxiliar de conexión

### 3. Sistema de adquisición de datos

- Con una cadencia que nosotros podemos elegir, se van tomando simultáneamente datos de temperatura ambiente, temperatura del panel solar, irradiancia, voltaje e intensidad a la salida del panel.
- Realizado por el maestro de laboratorio Francisco Javier Sánchez González.
- 7800 puntos de almacenamiento.
- Se explica con más detalle en el ANEXO.



**Figura 22:** Imagen del sistema de adquisición de datos



#### 4. Controlador MPPT (Maximum Power Point Tracking)

- El fabricante es Victron, en la serie Blue Solar.
- Su función es imponer en el panel la tensión cuya potencia correspondiente es máxima, de forma dinámica, según vayan cambiando la irradiancia y la temperatura.
- Tiene tres tomas de conexión: a la carga (las resistencias o reostatos), a la batería y a la salida del panel. La conexión de dichos elementos hay que hacerla en el orden en que se han enumerado, mientras que la desconexión debe hacerse justo al contrario.
- Para hacer caer la tensión en el panel ( $V_{mp} < V_{oc}$ ), tiene que fluir energía hacia la batería, por lo que ésta no puede estar totalmente cargada, lo cual implica que mientras se está cargando con el panel, hay que ir descargándola mediante resistencias auxiliares, de forma que la potencia de entrada se vaya compensando con la de salida.



Figura 23: Foto del controlador y su correspondiente manual.

#### 5. Resistencias

- Reostato regulable de 47 ohmios.
- Puede llegar a disipar una potencia hasta de 1000W.
- La ruedecita para regular el valor de la resistencia no es para nada fiable, por lo que hay que controlar en todo momento su valor mediante el multímetro. Así mismo, dicha rueda es ultrasensible, y un pequeño roce puede alterar su valor, con lo que ello conlleva (cambia el valor de la corriente, etc).
- Se han usado en total tres, una a la que va conectado el regulador, y otras dos en paralelo para disipar potencia y evitar que la batería se cargue demasiado.



**Figura 24:** Imagen del reóstato utilizado

## 6. Multímetros

- Permiten medir tensiones, resistencias y corrientes.
- Tiene un fusible de 10A, justo el máximo aceptable para los cables que usamos. Por tanto, se conectará en serie con el circuito en cuestión para usarlo como medida de seguridad, además de como instrumento de medida, claro está.
- Muy importante: usar el botón naranja de continuidad para asegurarnos que las medidas son fiables.



**Figura 25:** Foto del multímetro usado durante los experimentos.

## 7. Cables

- Su sección es tal que aguantan como mínimo una corriente a su través de 10A, bastante por encima de lo que han requerido nuestras aplicaciones.



**Figura 26:** Imagen de un cable típico de laboratorio

Todos estos elementos se sostenían en un carrito portátil, como se puede apreciar en las siguientes figuras:



**Figura 27:** Foto del carrito con el panel solar en un patio interior de la universidad.



**Figura 28:** Con el panel y colocando la célula solar que mide la irradiancia.

Respecto al proceso para llevar a cabo las mediciones, se ha sacado el carrito con el panel y demás aparatos a un patio interior de la universidad. Para hacer la curva de potencia durante un día entero, se ha ido moviendo el panel dentro del patio acorde al movimiento del sol, buscando siempre la incidencia perpendicular de los rayos. Es verdad que los paneles suelen ser fijos, pero es una forma de compensar las sombras que se producen el patio.

Una vez sacados los paneles al patio, se alimenta el sistema de adquisición de datos con la batería de 12 V. Posteriormente, se adhiere con velcro la célula que mide la irradiancia, a un lado del panel, como se puede apreciar en la figura 28. Luego, se va variando manualmente la inclinación del panel, mirando por pantalla la irradiancia correspondiente y fijando con una llave inglesa la posición para la cual la irradiancia es máxima.

Después, se conectan en serie los tres paneles solares y su salida se une a la entrada del sistema de adquisición de datos. Por último, se conectan las salidas del controlador, en el siguiente orden: resistencia, batería y panel solar.

El proceso de desconexión es justo en orden inverso a todo lo anterior.

A continuación, aparecen los datos obtenidos experimentalmente de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  ( $I_{mp}$  y  $V_{mp}$  no se pueden conseguir al mismo tiempo, ya que hay que conectar el controlador MPPT), tabla 3.5, así como mediante la simulación de nuestro modelo (tabla 3.6), bajo unas mismas condiciones de irradiancia y temperatura:

<b>G(W/m2)</b>	<b>Tamb(°C)</b>	<b>Tcel(°C)</b>	<b>Voc(V)</b>	<b>Isc(A)</b>
1092	22.5	27.2	63.45	3.76
1025	23.2	32.7	61.71	3.50
1070	25.2	37.9	59.88	3.65
120	24.6	32.8	54.27	0.48
843	24.9	33.7	60.60	2.89

**Tabla 3.5:** Valores de Voc e Isc obtenidos experimentalmente

<b>G(W/m2)</b>	<b>Tamb(°C)</b>	<b>Tcel(°C)</b>	<b>Voc(V)</b>	<b>Isc(A)</b>
1092	22.5	27.2	64.81	3.62
1025	23.2	32.7	63.18	3.41
1070	25.2	37.9	62.02	3.57
120	24.6	32.8	54.99	0.40
843	24.9	33.7	62.20	2.80

**Tabla 3.6:** Valores de Voc e Isc obtenidos mediante simulación

Como se puede apreciar, las diferencias entre ambas tablas son admisibles, siempre con un error porcentual menor al 4%, excepto con  $G=120 \text{ W/m}^2$ , debido a una nube, en el que al ser la Isc tan baja, el error en forma de porcentaje aumenta hasta el 17%, pero que sigue siendo pequeño en términos absolutos (0.08A).

Además, en general, el modelo suele dar más voltaje del real, al revés que en intensidad, por lo que en términos de potencia se suaviza este error, como se va a ver ahora con Vmp, Imp y Pmax:

<b>G(W/m2)</b>	<b>Tcel(°C)</b>	<b>Vmp(V)</b>	<b>Imp(A)</b>	<b>Pmax(W)</b>
965	38.11	47.26	3.12	147.45
942	49.67	45.89	3.03	139.05
99.4	36.86	30.59	0.33	10.09
849	36.63	48.83	2.71	132.33
809	39.56	48.68	2.60	126.57

**Tabla 3.7:** Valores de Vmp, Imp y Pmax obtenidos experimentalmente

<b>G(W/m2)</b>	<b>Tcel(°C)</b>	<b>Vmp(V)</b>	<b>Imp(A)</b>	<b>Pmax(W)</b>
965	38.11	49.35	2.98	147.06
942	49.67	46.35	2.90	134.63
99.4	36.86	0.05	0.33	0.02
849	36.63	49.55	2.62	130.00
809	39.56	48.75	2.50	121.77

**Tabla 3.8:** Valores de Vmp, Imp y Pmax obtenidos mediante simulación

Como se puede apreciar, la diferencia entre los datos experimentales y los obtenidos en la simulación no son muy grandes (<5% en Vmp e Imp), y además se atenúan en términos de potencia (<4%), ya que las tensiones de nuestro modelo suelen ser ligeramente superiores a las reales y las intensidades justo al contrario, compensándose.

Además, la potencia que resulta de las simulaciones suele ser algo menor que la real, lo cual nos deja del lado conservador, ya que lo más seguro es que obtengamos algo más de potencia de lo estimado con nuestro programa informático.

Sin embargo, en el dato de irradiancia 99.4W/m2, tomada al atardecer, aunque en Imp no cometemos error alguno, sí que es total en Vmp. La razón de ello es que al ser una irradiancia tan baja, no cumple con la hipótesis que hacíamos en la ecuación 3.12, en la cual se hacía una aproximación lineal entre irradiancia y corriente.

Sea como fuere, las causas de estas diferencias entre los datos experimentales y los de la simulación se pueden deber a diversos factores, a saber:

- La inclinación óptima del panel la determinamos empíricamente, según la irradiancia aumente o disminuya con la pendiente que vayamos dando.
- La irradiancia que mide la célula calibrada no tiene por qué coincidir exactamente con la del panel, pues no es idéntico en cuanto a material, suciedad, posición e incluso inclinación, al ceder un poco con el velcro.
- Que ciertas medidas se tomen para valores de irradiancia o temperatura fuera del rango habitual y que nuestro modelo toma como hipótesis de partida.
- Que incluso para un mismo dispositivo, en función de las condiciones del ensayo, el factor de idealidad  $n$  puede variar en un amplio margen [12].
- El “DNI” con el que se llevan a cabo las simulaciones se obtuvo a partir de instrumentos de medida con su correspondiente error sistemático, así como de un modelo (el MODELO 2) que no deja de ser una estimación.



- Aunque el “DNI” se ha obtenido teniendo en cuenta el envejecimiento, Vocref e Iscraf son los del catálogo, es decir, no tienen en cuenta el envejecimiento, pues no podemos obtenerlos experimentalmente, al ser casi imposible de reproducir una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup> con una temperatura de célula de 25 °C.
- Que como todos los modelos matemáticos de un fenómeno natural, lleva un error asociado.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]: MILLMAN, J.; HALKIAS, C.C. *Dispositivos y circuitos electrónicos*. Madrid: Anaya, 1972, 869p.
- [2]: DE BLAS, M.A. et al. “Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices”. *RenewableEnergy*. 2001, vol. 25, p. 371-380.
- [3]: DE SOTO, W; KLEIN, S.A.; BECKMAN W.A. “Improvement of a model for photovoltaic array performance”. *Solar Energy*. 2005, vol. 80, p. 78-88.
- [4]: LORENZO, E. “Electricidad Solar. Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos”. Primera edición. 1994, p.338.
- [5]: CARRERO, C. “Sistema de control para optimizar la eficiencia de un equipo fotovoltaico de bombeo directo accionado por un motor de inducción”, capítulo 2, p.18
- [6]: ALONSO, M.C. “Caracterización y modelado de asociaciones de dispositivos Fotovoltaicos”. 1ª edición, Madrid: CIEMAT, 2005, p.256.
- [7]: CHENNI, R. et al. “A detailed modeling method for photovoltaic cells”. *Energy*. 2006, vol. 32, p.1724-1730.
- [8]: PHANG, J.C.H.; CHAN, D.S.H.; PHILLIPS, J.R. “Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters”. *Electronics Letters*. 1984, vol. 20, N° 10, p. 406-408.
- [9]: VAN SARK, W.G.J.H.M. “Teaching the relation between solar cell efficiency and annual energy yield”. *European Journal of Physics*. 2007, vol. 28, p. 415-427.
- [10]: GOW, J.A.; MANNING, C.D. “Development of a photovoltaic array model for use in Power electronics simulation studies”. *IEE Proceedings on Electric Power Applications*. 1999, vol. 146, N° 2, p. 193-200.
- [11]: KRAUTER, S; PREISS, A. “Comparison of module temperature measurements methods”. 34<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2009, p. 333-338.
- [12]: MAA, Y.J.; ABDEL-MOTALEB, I.M. “Analysis of the diode characteristics using the thermodynamic theories”. *Solid-StateElectronics*. 2002, vol. 46, p. 735-742.

## 4. MODELO 2: DNI PANEL FV

### 4.1 INTRODUCCIÓN

Como vimos en el anterior capítulo, para llevar a cabo el modelo de un generador fotovoltaico, sólo es estrictamente necesario determinar tres de sus cinco parámetros ( $n$ ,  $R_s$ ,  $R_p$ ), ya que los otros dos ( $I_L$  e  $I_0$ ) se pueden expresar en función de ellos.

Por otro lado, dado que los fabricantes no proporcionan el “DNI” del panel solar, es decir, los parámetros  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$  que lo caracterizan, es necesario estimarlos mediante el modelo que se desarrolla durante el presente capítulo.

La obtención de estos tres parámetros es complicada, prueba de esto es el gran número de trabajos dedicados a ello, cada uno con más o menos exactitud [1].

Algunos de ellos recurren a simplificaciones, como asignar “a priori” un valor al factor de idealidad  $n$  o despreciar el efecto de  $R_p$  [2]. Sin embargo, reducen la capacidad de representar el dispositivo real.

Otros ofrecen buenos resultados, pero se basan en ecuaciones demasiado complejas [3], o necesitan demasiados datos experimentales [4], lo que ralentiza la obtención de los parámetros en cuestión.

En este capítulo se presenta un método de estimación que sólo utiliza los tres puntos característicos de la curva I-V de un panel solar, es decir, necesita como inputs:

- La tensión de circuito abierto  $V_{oc}$ .
- La corriente de cortocircuito  $I_{sc}$ .
- La tensión en el punto de máxima potencia  $V_{mp}$ .
- La corriente en el punto de máxima potencia  $I_{mp}$ .
- La irradiancia  $G$ .
- La temperatura del panel solar  $T_{cel}$ .
- El número de células en serie de cada módulo o panel solar NCS.
- El número de paneles solares en serie (es la configuración típica) Num\_paneles.

Aunque requiere de un proceso iterativo, tampoco necesita ningún algoritmo especial, y con sólo tres o cuatro iteraciones se alcanza un resultado satisfactorio.

Por último, cabe decir que este modelo 2 es una estimación y tiene menos datos de entrada que el modelo 1, por lo que también es menos preciso.



## 4.2 CONSIDERACIONES SOBRE $n$ , $R_s$ y $R_p$

En primer lugar, es conveniente tener claro que los valores de los parámetros  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$  carecen de sentido por separado, es decir, lo que verdaderamente importa es la relación entre los tres. Así pues, dos ternas diferentes de estos parámetros pueden generar, mediante el modelo 1, una curva I-V idéntica o muy parecida [5].

En segundo lugar, los métodos como el presente, que utilizan como datos de entrada los tres puntos singulares de la curva I-V ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ), suelen admitir diferentes soluciones, o sea, diferentes curvas que pasan por los mismos puntos característicos. Ahora bien, tanto el conjunto de soluciones como la diferencia entre ellas, se puede limitar de diversas formas:

- Que las resistencias  $R_s$  y  $R_p$  sólo puedan tomar valores físicos, esto es, que no puedan tomar valores infinitos, negativos, nulos o tan bajos que sean imposibles de alcanzar en un generador real [6].
- Que el factor de idealidad  $n$  suele estar comprendido entre 1 y 1.3 [7], aunque también se ha observado que algunas veces se requieren valores inferiores a 1 y superiores a 2 [8]. Además, es conveniente añadir que, incluso para un mismo dispositivo, en función de las condiciones del ensayo,  $n$  puede variar en un amplio margen.

Por último, para agilizar la convergencia del método iterativo se evitan, en la medida de lo posible, las ecuaciones que incluyen términos exponenciales [9].

## 4.3 ECUACIONES

### Ecuación para $R_s$ :

Como es lógico, en el punto de máxima potencia se cumple la condición de máximo. Derivando  $I$  con respecto a  $V$  en la ecuación 3.15 del capítulo 3 resulta:

$$\frac{\partial I}{\partial V} = - \left( 1 + \frac{\partial I}{\partial V} \cdot R_s \right) \cdot \left[ \frac{I_0}{n \cdot V_{th}} \cdot \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{n \cdot V_{th}} \right) + \frac{1}{R_p} \right] \quad (4.1)$$

Igualando esta ecuación con la 3.9 del anterior capítulo, se tiene:

$$I_{mp} = \frac{I_0 \cdot (V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s)}{n \cdot V_{th}} \cdot \exp \left( \frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}} \right) + \frac{V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s}{R_p} \quad (4.2)$$

Al igualar la ecuación 3.15 con la anterior ecuación, y realizar alguna aproximación menor, se reordena en la siguiente expresión:

$$I_L - \frac{2 \cdot V_{mp}}{R_p} = I_0 \cdot \frac{V_{mp} + n \cdot V_{th} - I_{mp} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}} \cdot \exp \left( \frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}} \right) \quad (4.3)$$

Sustituyendo en la anterior ecuación las del capítulo 3.23 y la del actual 4.11, referentes a  $I_L$  e  $I_0$ , y reordenando, se obtiene:

$$\alpha \cdot \beta = \exp\left(\frac{V_{oc} - V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}}\right) \quad (4.4)$$

$$\text{siendo } \alpha = \frac{V_{mp} + n \cdot V_{th} - I_{mp} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}} \quad (4.5)$$

$$\text{y } \beta = \frac{I_{sc} \cdot (R_s + R_p) - V_{oc}}{I_{sc}(R_s + R_p) - 2 \cdot V_{mp}} \quad (4.6)$$

Tomando logaritmos en la ecuación 4.4 y reordenando se llega a:

$$V_{mp} = V_{oc} - I_{mp} \cdot R_s - n \cdot V_{th} \cdot \ln(\alpha \cdot \beta) \quad (4.7)$$

Como se puede apreciar en la anterior expresión, el sumando en el que  $R_s$  tiene más peso es el que aparece como sumando independiente, ya que tanto en  $\alpha$  como en  $\beta$ , queda atenuado por el logaritmo. Gracias a esto, se usa la ecuación 4.7 para despejar  $R_s$ :

$$R_s = \frac{1}{I_{mp}} \cdot [V_{oc} - V_{mp} - n \cdot V_{th} \cdot \ln(\alpha \cdot \beta)] \cdot NCS \quad (4.8)$$

Nótese que se añade el producto NCS para dejarlo ya adaptado a un panel solar con NCS células fotovoltaicas en serie, y no una sola, como hasta ahora.

En la ecuación 4.8, puesto que  $\alpha$  y  $\beta$  también contienen a  $R_s$ , la solución requiere un proceso iterativo de cálculo. Para conseguir que converja, es crítico el valor de partida que se use para  $R_s$  [10]. Un muy buen valor inicial se obtiene simplificando las variables  $\alpha$  y  $\beta$ .

Así pues, puesto que  $n \cdot V_{th}$  e  $I_{mp} \cdot R_s$  son del mismo orden de magnitud y su resta es mucho menor que el valor de  $V_{mp}$ ,  $\alpha$  se puede calcular inicialmente como:

$$\alpha = \frac{V_{mp}}{n \cdot V_{th}} \quad (4.9)$$

En cuanto a  $\beta$ , como sus pequeñas variaciones se atenúan debido al logaritmo, merece la pena aproximarlos a  $\beta=1$  inicialmente, por simplicidad.

Por tanto, la  $R_s$  inicial será:

$$R_s(0) = \frac{1}{I_{mp}} \cdot \left[ V_{oc} - V_{mp} - n(0) \cdot V_{th} \cdot \ln\left(\frac{V_{mp}}{n(0) \cdot V_{th}}\right) \right] \cdot NCS \quad (4.10)$$

### **Ecuación para Rp**

Cuando se acoplan varios paneles solares para conseguir un generador, debido a las pequeñas diferencias entre ellos, se reduce la resistencia shunt (Rp) del conjunto. De esta manera, no conviene despreciar el efecto de esta resistencia a priori, pues el modelo perdería capacidad de alcanzar el punto de máxima potencia.

Analizando la ecuación 4.8, se puede ver que el efecto de Rp en la determinación de Rs es escaso. Sin embargo, el valor de Rp afecta al del factor de idealidad n, como veremos más tarde, por lo que Rp sí influye en Rs de forma indirecta, a través de n.

Mediante la ecuación 3.15 y 3.17, y particularizando para el punto de máxima potencia, se obtiene otra aproximación para  $I_0$ :

$$I_0 = \left[ \frac{(I_{sc} - I_{mp}) \cdot (R_s + R_p) - V_{mp}}{R_p} \right] \cdot \exp\left(-\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}}\right) \quad (4.11)$$

Combinando esta última ecuación con la 4.2 y haciendo aproximaciones menores, se llega a la siguiente expresión:

$$I_{mp} = \frac{V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s}{n \cdot V_{th}} \cdot \frac{(I_{sc} - I_{mp}) \cdot (R_s + R_p) - (V_{mp} - n \cdot V_{th})}{R_p} \quad (4.12)$$

De aquí podemos ya despejar Rp, con la adaptación de NCS células en serie [11]:

$$R_p(0) = NCS \cdot \left[ \frac{[V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s(0)] \cdot V_{mp} - n(0) \cdot V_{th} \cdot V_{mp}}{[V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s(0)] \cdot (I_{sc} - I_{mp}) - n(0) \cdot V_{th} \cdot I_{mp}} \right] - R_s(0) \quad (4.13)$$

Esta ecuación tiene dos ventajas importantes: por un lado, se obtiene de forma explícita, lo que agiliza mucho los cálculos; por otra parte, no tiene términos exponenciales, lo cual favorece la convergencia del proceso iterativo.

### **Ecuaciones para n:**

El factor de idealidad se puede evaluar a partir de la ecuación 3.13 del capítulo 3, particularizada para el punto de máxima potencia. Sustituyendo en ella  $I_L$  e  $I_0$  mediante las ecuaciones 3.17 y 3.23, tras alguna simplificación y tomar logaritmos se llega a:

$$n = \frac{V_{oc} - V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s}{V_{th} \cdot \ln \left[ \frac{I_{sc} \cdot (R_s + R_p) - V_{oc}}{(I_{sc} - I_{mp}) \cdot (R_s + R_p) - V_{mp}} \right]} \quad (4.14)$$

Para la primera iteración, al no disponerse de valores iniciales de Rs y Rp, una buena aproximación es suponer Rp infinita y sustituir  $I_{mp} \cdot R_s$  por  $V_{th}$ , en el numerador:

$$n_G(0) = \frac{V_{oc}-V_{mp}-V_{th}}{V_{th} \cdot \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_{sc}-I_{mp}}\right)} \quad (4.15)$$

La G de  $n_G$  es para indicar que se ha obtenido a partir de la ecuación general (G) del dispositivo.

No obstante, las dos ecuaciones anteriores no siempre conducen a resultados con sentido físico, por lo que hay que imponer restricciones adicionales, tales como  $R_s > 0$ , o lo que es equivalente según la expresión 4.10 (haciendo en el término logarítmico  $n=1$ ):

$$n_S(0) \leq \frac{V_{oc}-V_{mp}}{V_{th} \cdot \ln\left(\frac{V_{mp}}{V_{th}}\right)} \quad (4.16)$$

El subíndice s indica que la expresión se ha obtenido a partir de  $R_s$ .

Otro límite para n se obtiene a partir de la ecuación 4.13. Para que  $R_p$  no se vaya a infinito, el denominador de esa expresión ha de ser mayor que 0, o lo que es lo mismo:

$$n < \frac{(I_{sc}-I_{mp}) \cdot (V_{mp}-I_{mp} \cdot R_s)}{I_{mp} \cdot V_{th}} \quad (4.17)$$

Como al principio no se conoce  $R_s$ , se sustituye  $I_{mp} \cdot R_s$  por  $V_{th}$ , además de aproximar inicialmente en el denominador  $I_{mp}$  a  $I_{sc}$ :

$$n_P(0) \leq \frac{(I_{sc}-I_{mp}) \cdot (V_{mp}-V_{th})}{I_{sc} \cdot V_{th}} \quad (4.18)$$

El subíndice p hace referencia a la resistencia  $R_p$ , a partir de la cual se ha obtenido.

El valor de  $n_G$  sólo será válido si es menor que los límites dados por las ecuaciones 4.16 y 4.18, pues sólo así se pueden cumplir las restricciones impuestas a  $R_s$  y  $R_p$ . De esta manera, el valor inicial del factor de idealidad n a utilizar será el menor de los tres, es decir:

$$n(0) = \min [n_G(0); n_S(0); n_P(0)] \quad (4.19)$$

## 4.4 SECUENCIA PARA CALCULAR $n$ , $R_s$ y $R_p$

Lo primero de todo en la secuencia de cálculo es conseguir un valor inicial del factor de idealidad a partir de la ecuación 4.19 y, consecuentemente, también de la 4.15, 4.16 y 4.18. Así mismo, se calculan  $R_s(0)$  y  $R_p(0)$  mediante las expresiones 4.10 y 4.13, respectivamente.

A continuación, se repite el proceso, ya dentro del bucle, para calcular  $n(1)$ ,  $R_s(1)$  y  $R_p(1)$ , a partir de las siguientes ecuaciones, actualizando a cada paso los valores nuevos que se van obteniendo.

Según lo dicho:

$$n_G(1) = \frac{V_{oc} - V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s(0)}{V_{th} \cdot \ln \left[ \frac{I_{sc} \cdot (R_s(0) + R_p(0)) - V_{oc}}{(I_{sc} - I_{mp}) \cdot (R_s(0) + R_p(0)) - V_{mp}} \right]} \quad (4.20)$$

$$n_P(1) = \frac{(I_{sc} - I_{mp}) \cdot (V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s(0))}{I_{sc} \cdot V_{th}} \quad (4.21)$$

Respecto a  $n_S(1)$ , se obtiene despejando de la ecuación 4.7:

$$n_S(1) = \frac{V_{oc} - V_{mp}}{V_{th} \cdot \ln[\alpha(0) \cdot \beta(0)]} \quad (4.22)$$

donde  $\alpha(0)$  y  $\beta(0)$  son determinados mediante  $n(0)$ ,  $R_s(0)$  y  $R_p(0)$ , como se muestra a continuación:

$$\alpha(0) = \frac{V_{mp} + n(0) \cdot V_{th} - I_{mp} \cdot R_s(0)}{n(0) \cdot V_{th}} \quad (4.23)$$

$$\beta(0) = \frac{I_{sc} \cdot (R_s(0) + R_p(0)) - V_{oc}}{I_{sc} \cdot (R_s(0) + R_p(0)) - 2 \cdot V_{mp}} \quad (4.24)$$

Y ya se puede coger el menor de ellos:

$$n(1) = \min [n_G; n_P; n_S]$$

A partir de  $n(1)$  se computa  $R_s(1)$ , pero ya con la ecuación 4.8:

$$R_s(1) = \frac{1}{I_{mp}} \cdot [V_{oc} - V_{mp} - n(1) \cdot V_{th} \cdot \ln(\alpha(1) \cdot \beta(0))] \quad (4.25)$$

Ahora  $\alpha(1)$  se evalúa utilizando  $n(1)$  y  $R_s$ , mientras que para  $\beta$  se mantiene de momento el valor anterior.

Respecto a la resistencia en paralelo  $R_p$ , sus datos de entrada son  $n(1)$  y  $R_s(1)$  y se calcula como hasta ahora, mediante la expresión 4.13:

$$R_p(1) = NCS \cdot \left[ \frac{[V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s(1)] \cdot V_{mp} - n(1) \cdot V_{th} \cdot V_{mp}}{[V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s(1)] \cdot (I_{sc} - I_{mp}) - n(1) \cdot V_{th} \cdot I_{mp}} \right] - R_s(1) \quad (4.26)$$

A partir de este punto, el resto de valores se van obteniendo por iteración, repitiendo la secuencia descrita en este apartado, mediante las ecuaciones que van de la 4.20 hasta la 4.26.

En el código de Matlab, como se verá más tarde, se ha introducido un contador de las iteraciones realizadas hasta que la  $R_s$  (nuestra señal de control por ser más sensible la respuesta del modelo a las variaciones de este parámetro) de una iteración difiera con la de la anterior en un valor inferior a la tolerancia, prefijada en nuestro caso en  $\text{tol}=0.0001$ . El número de iteraciones suele estar comprendido entre 3 y 5.

## 4.5 CÓDIGO EN MATLAB

A continuación, se muestra el código usado en Matlab para llevar a cabo el MODELO 2 que se desarrolla en este cuarto capítulo.

Es conveniente tener en cuenta que las ecuaciones anteriormente expuestas están adaptadas a NCS células en serie, así como al número de paneles en serie y al efecto de la irradiancia, variable que no había sido tomada en cuenta en otros modelos que aparecen en la bibliografía [12], que estiman los tres parámetros fundamentales únicamente a partir de condiciones STC ( $G=1000\text{W/m}^2$ ).

Además, los otros modelos no pueden tener en cuenta el envejecimiento, mientras que el nuestro sí, porque al estar disponible la irradiancia  $G$ , podemos realizar el experimento para estimar los parámetros, sin que tenga que ser necesariamente  $G=1000\text{W/m}^2$ .

Por tanto, el nuestro mejora y enriquece los modelos citados en la bibliografía [12].

Aquí se muestra el código en cuestión:

% OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN PANEL  
SOLAR (n, $R_s$ , $R_{sh}$ )

Clear all

% Introducimos los puntos característicos de la curva del panel, para unas  
% condiciones determinadas de Temperatura  $T_{cel}$  y de irradiancia  $G$ .

VOC=39.3;

ISC=4.30;

VMP=32.9;

```

IMP=3.95;

Num_paneles=1;
NCS=72; % siendo NCS el número de células en serie de cada panel solar

NCS=NCS*Num_paneles;

Tcel=46+273; % Tcel es la temperatura del panel solar y debe ir en kelvin!!
G=800; % siendo G la irradiancia en W/m2

% EFECTO (aproximación lineal) de la irradiancia G, en W/m2, sobre las
% corrientes Imp e Isc, siendo despreciable dicho efecto en los voltajes.
Imp=IMP*G/1000;
Isc=ISC*G/1000;

% Nuestro modelo está definido para una sólo célula solar. Por tanto, como
% VOC y VMP son la salida de la asociación de NCS células en serie, habrá
% que adaptarlo mediante una división.
Voc=VOC/NCS;
Vmp=VMP/NCS;

k=1.3806504e-23; % siendo k la constante de Boltzmann, en Julios/Kelvin
q=1.6e-19; % siendo q la carga del electrón, en Coulombios
Vth=Tcel*k/q; %s iendo Vth la tensión térmica, en Voltios

nG=(Voc-Vmp-Vth)/(Vth*log(Isc/(Isc-Imp)));
nS=(Voc-Vmp)/(Vth*log(Vmp/Vth));
nP=(Isc-Imp)*(Vmp-Vth)/(Isc*Vth);
x=[nG,nS,nP];
n=min(x);

Rs=NCS*((Voc-Vmp-n*Vth*log(Vmp/(n*Vth)))/Imp);

Rsh=NCS*(((Vmp-Imp*Rs/NCS)*Vmp-n*Vth*Vmp)/((Vmp-Imp*Rs/NCS)*(Isc-Imp)-
n*Vth*Imp))-Rs;

aux=0;
tol=1e-4; % los parámetros tienen como mucho 5 cifras significativas
cont=0;

% Empezamos a iterar entrando en el bucle
while (abs(Rs-aux)>tol)
    aux=Rs;
    alfa=(Vmp+n*Vth-Imp*Rs/NCS)/(n*Vth);

```

```

beta=(Isc*(Rs+Rsh)/NCS-Voc)/(Isc*(Rs+Rsh)/NCS-2*Vmp);

nG=(Voc-Vmp-Imp*Rs/NCS)/(Vth*log((Isc*(Rs+Rsh)/NCS-Voc)/((Isc-
Imp)*(Rs+Rsh)/NCS-Vmp)));
nP=((Isc-Imp)*(Vmp-Imp*Rs/NCS))/(Vth*Isc);
nS=(Voc-Vmp)/(Vth*log(alfa*beta));
x=[nG,nS,nP];
n=min(x);

alfa=(Vmp+n*Vth-Imp*Rs/NCS)/(n*Vth);

Rs=NCS*((Voc-Vmp-n*Vth*log(alfa*beta))/Imp);

Rsh=NCS*(((Vmp-Imp*Rs/NCS)*Vmp-n*Vth*Vmp)/((Vmp-Imp*Rs/NCS)*(Isc-
Imp)-n*Vth*Imp))-Rs;
cont=cont+1; % el contador cont nos indica el número de iteraciones realizadas
end

% Obtenemos por pantalla aquello que estábamos buscando
n
Rs
Rsh
cont

```

## 4.6 VALIDACIÓN DEL MODELO DESARROLLADO

### Validación mediante datos de catálogo

Para validar el modelo 2 del capítulo presente, se han determinado los factores de idealidad  $n$  y las resistencias de pérdidas  $R_s$  y  $R_p$  de cinco módulos de silicio cristalino, según sus datos de catálogo. Estos parámetros se han utilizado para simular las curvas I-V de esos cinco paneles solares.

Posteriormente, se han comparado los datos de máxima potencia obtenidos por las curvas simuladas con sus homólogos de catálogo, con el fin de evaluar la calidad de nuestra estimación y, por tanto, su fiabilidad, que ha sido muy buena, como vamos a comprobar en breve.

La selección de los módulos se ha llevado a cabo de forma que los resultados sean lo más generales posibles. Para ello, se han estudiado módulos con grandes diferencias entre  $V_{oc}$  y  $V_{mp}$ , o entre  $I_{sc}$  e  $I_{mp}$ .



La tabla 4.1 muestra los datos de catálogo de los módulos seleccionados. Además, se han incluido también los valores por unidad (pu) de la tensión e intensidad de máxima potencia respecto a  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  ( $v_{mp}$  e  $i_{mp}$ , respectivamente). El objetivo de esto es apreciar más claramente las diferencias que existen entre las magnitudes de esos cinco módulos. Por ejemplo, el mayor valor de  $v_{mp}$  corresponde al módulo SPR-315 (0.847pu) y el menor al STP-280 (0.786pu).

Los valores de  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$  calculados para los cinco módulos aparecen en la tabla 4.2. También se incluyen los valores de  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  y  $P_{max}$  obtenidos a partir de estos parámetros mediante el modelo 1, ya verificado en el anterior capítulo.

Nótese que se comparan los resultados en  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ , y no en  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$  pues, como ya se dijo, lo importante es la relación entre sí de  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$ , y no uno a uno.

Módulo	NCS	$V_{oc}(v)$	$I_{sc}(A)$	$V_{mp}(V)$	$I_{mp}(A)$	$P_{max}(w)$	$v_{mp}(pu)$	$i_{mp}(pu)$
STP-280	72	44.80	8.33	35.20	7.95	279.81	0.786	0.954
SPR-315	96	64.60	6.14	54.70	5.76	315.07	0.847	0.938
Atersa A-120	36	21.00	7.70	16.90	7.10	119.99	0.805	0.922
Atersa A-130	72	41.40	4.55	32.50	4.00	130.00	0.785	0.879
Isofoton I-110	72	43.20	3.38	34.80	3.16	109.97	0.806	0.935

**Tabla 4.1:** Datos de catálogo de los módulos seleccionados, en condiciones STC.

Módulo	NCS	$n$	$R_s(ohm)$	$R_p(ohm)$	$V_{mp}(V)$	$I_{mp}(A)$	$P_{max}(w)$
STP-280	72	0.7360	0.6704	1937.5	35.25	7.95	280.35
SPR-315	96	1.0717	0.3145	565.3	54.75	5.84	320.01
Atersa A-120	36	1.3286	0.1186	277.55	16.95	7.13	120.88
Atersa A-130	72	1.6236	0.3793	180.87	32.60	4.14	135.13
Isofoton I-110	72	1.1348	0.7975	2271.3	34.85	3.17	110.44

**Tabla 4.2:** Parámetros calculados mediante modelo 2 y datos obtenidos mediante modelo 1.

Obsérvese que al módulo STP-280 le corresponde  $n=0.7360$ , menor que la unidad, para evitar que  $R_p$  se dispare a infinito. Aunque a veces se puede aumentar el valor de  $n$ , no siempre es conveniente, ya que puede conducir a valores de  $R_s$  muy bajos o de  $R_p$  muy altos, alejándose del sentido físico.

Además, los valores altos de  $n$  provocan que la evolución de la tensión y la potencia del modelo, debida a variaciones de irradiancia y temperatura, se aleje de los valores reales.

Comparando las dos columnas de la potencia máxima, se puede comprobar que el error máximo, que incluye al del modelo 1, es menor al 2%, excepto en el de Atersa A-130, que es cercano al 4%. Por tanto, el modelo queda validado mediante datos de catálogo.

### **Validación experimental**

Para llevar a cabo la validación experimental, se han usado los mismos elementos que en la análoga del modelo 1.

En cuanto al procedimiento, la única diferencia con el capítulo 3 es que, para una irradiancia y una temperatura de célula concreta, hay que medir  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  (con el controlador conectado), pero al mismo tiempo  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  (sin el controlador conectado), por lo que la desconexión hay que hacerla lo más rápidamente posible y de forma correcta (primero el panel, luego la batería y por último la carga). Entonces, se mide  $V_{oc}$  y, finalmente, cortocircuitando la salida,  $I_{sc}$ .

En la tabla 4.3 se adjuntan los datos obtenidos experimentalmente de  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ,  $P_{max}$  para una irradiancia  $G$  y una temperatura de célula  $T_{cel}$ . Posteriormente, en la tabla 4.4, con los anteriores datos y el modelo 2, se consiguen los tres parámetros  $n$ ,  $R_s$  y  $R_p$ , que se introducen en el modelo 1, para comparar su output con la tabla 4.3.

<b>G(W/m2)</b>	<b>Tcel(°C)</b>	<b>Voc(V)</b>	<b>Isc(A)</b>	<b>Vmp(V)</b>	<b>Imp(A)</b>	<b>Pmax(W)</b>
909.7	40.76	58.60	3.24	47.06	2.97	139.83
967.2	45.84	58.21	3.54	46.73	3.31	154.59
873.1	44.39	57.88	2.99	46.32	2.81	130.29
612.0	50.13	55.43	2.27	44.78	2.09	93.74
785.5	34.35	60.27	2.83	48.63	2.69	130.82

**Tabla 4.3:** Datos obtenidos experimentalmente con los paneles del laboratorio

<b>n</b>	<b>Rs</b>	<b>Rp</b>	<b>Voc(V)</b>	<b>Isc(A)</b>	<b>Vmp(V)</b>	<b>Imp(A)</b>	<b>Pmax(W)</b>
1.1714	0.9099	1138	60.75	3.04	49.10	2.83	138.89
0.9422	1.1372	3022	59.87	3.24	48.50	3.05	147.76
0.8553	1.7508	4600	60.03	2.92	47.95	2.76	132.12
0.9921	1.9490	2101	57.38	2.05	45.65	1.92	87.43
0.7527	2.3901	8495	62.33	2.62	49.8	2.49	124.09

**Tablas 4.4:** Datos obtenidos mediante simulación, primero con el modelo 2, y luego con el modelo 1.

Como podemos apreciar comparando las dos tablas, las diferencias son asumibles para nuestra aplicación: <4% para Voc, < 10% para Isc, <5% para Vmp, <9% para Imp y <7% para Pmax, el parámetro que más nos importa. Además, como casi siempre la Pmax de la simulación es ligeramente menor que la experimental, nos quedamos en lado conservador.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]: PHANG, J.C.H.; CHAN, D.S.H.; PHILLIPS, J.R. "Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters". *Electronics Letters*. 1984, vol. 20, N° 10, p. 406-408.
- [2]: THONGPRON, J.; KIRTIKARA, K.; JIVICATE, C. "A method for the determination of dynamic resistance of photovoltaic modules under illumination". *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2006, vol. 90, No. 18-19, p. 3078-3084.
- [3]: JAIN, A.; KAPOOR, A. "Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W-function". *Solar Energy Materials and solar Cells*. 2004, vol. 81, No. 2, p. 269-277.
- [4]: POLMAN, A. et al. "A new method for the evaluation of solar cell parameters". *Solar Cells*. 1986, vol. 17, p. 241-251.
- [5]: KRENZINGER, A. et al. "Computer simulation of stand alone PV systems for developed countries". *11th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Montreux, Switzerland, 1992.
- [6]: BASASHU, M.; HABYARIMANA, A. "Review and test of method for the determination of solar cells series resistance". *Renewable Energy*. 1995, vol. 6, p. 129-138.
- [7]: ALONSO, M.C. *Caracterización y modelado de asociaciones de dispositivos fotovoltaicos*. 1ª edición, Madrid: CIEMAT, 2005, 256 p.

- [8]: SANTAKRUS, N.; JAIN, A.; KAPOOR, A. "Determination of the solar cell junction ideality factor using special trans-function theory". *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2009, vol. 93, p. 1423-1426.
- [9]: KEN-ICHI, I.; YASUO, K.; MICHIO, N. "An extensive valid and stable method for derivation of all parameters of a solar cell from a single current-voltage characteristic". *Journal of Applied Physics*. 2008, vol. 103, p. 1-6.
- [10]: DE SOTO, W.; KLEIN, S.A.; BECKMAN, W.A. "Improvement of a model for photovoltaic array performance". *Solar Energy*. 2005, vol. 80, p. 78-88.
- [11]: BURGERS, A.R. et al. "Improved treatment of the strongly varying slope in fitting solar cell I-V curves". *25th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, PVSC*. 1996, p. 569-572.
- [12]: CARRERO, C. "Sistema de control para optimizar la eficiencia de un equipo fotovoltaico de bombeo directo accionado por un motor de inducción", capítulo 4, Tesis Doctoral, 2013.

# 5. MODELO SISTEMA BOMBEO

## 5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se propone un modelo simplificado de una bomba alimentada por un panel fotovoltaico de forma **directa**, es decir, sin conexiones intermedias a un inversor o a sistemas de almacenamiento como las baterías.

Previamente resumiremos el procedimiento de dimensionado de la bomba, que se puede llevar a cabo de varias maneras, según el número de variables tenidas en cuenta, el grado de complicación deseado y el nivel de optimización en la obtención de los resultados. Las tres etapas principales son:

1. Evaluación de la energía hidráulica necesaria.
2. Análisis del recurso fotovoltaico.
3. Definición de los equipos necesarios.

Primeramente, es conveniente tener en cuenta que tanto la etapa 1 como 2 estarán referidos a valores medios mensuales.

El mes a partir del cual se realiza el dimensionado es siempre el caso más desfavorable, es decir, aquel en el que el ratio  $\frac{\text{demanda de agua}}{\text{energía solar disponible}}$  sea máximo. Así pues, nos aseguraremos excedente de agua para el resto de meses del año, o bien tendremos un factor de seguridad para posibles problemas que surjan.

Las principales demandas diarias de agua pueden ser tanto de cultivos como consumo humano o de animales domésticos. Si bien es cierto que el consumo diario depende mucho del contexto climático, geográfico, cultural, social, económico, etc, aquí se adjunta una tabla con los valores mínimos aproximados [1]:

Consumos diarios mínimos (l/un.)	
Habitante Urbano	50
Habitante Rural	30
Escolar	5
Paciente Ambulatorio	5
Paciente Hospitalizado	60
Ablución	2
Camello (una vez por semana)	250
Cabra y oveja	5
Vaca	20
Caballos, mulas y burros	20

**Tabla 5.1:** Valores mínimos consumo diario de agua.

Así mismo, hay que distinguir entre consumo continuo (tanto por el día como por la noche, en verano e invierno; es necesario un sistema de acumulación, ya sea de forma eléctrica con baterías, o de agua, con un tanque) y estacional (sistemas de riego).

En relación al recurso solar, la irradiancia incidente disponible varía para cada lugar y para cada día del año, como consecuencia de las estaciones y de las condiciones climáticas y geográficas. Además, también depende la orientación al sur y del ángulo que forma con el panel. No hace falta calcular el ángulo óptimo ni la irradiancia media mensual, pues los datos aparecen en enlaces de Internet como el siguiente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

Al utilizar esta página web, introduciendo las coordenadas de Leganés (40.332° de latitud norte, 3.769° de longitud oeste y elevación de 676m sobre el nivel del mar), una potencia instalada de 54.3Wp, y unas pérdidas aproximadas del 14%, nos devuelve datos interesantes:

- Que el mes con menor producción media de electricidad es diciembre: 14.3kWh de media mensual y 0.46kWh de media diaria.
- Que en Septiembre, el mes en el que hemos realizado el ensayo que posteriormente se explicará, la producción media de electricidad es de 23.5kWh de media mensual y 0.78kWh de media diaria, algo que concuerda con lo que hemos obtenido nosotros: 0.984kWh en un día (por encima de la media, porque fue un día soleado, y en la primera quincena de Septiembre).

Como ya se adelantaba, para enriquecer el proyecto y sacar provecho del sistema de adquisición de datos del que disponemos, el 11 de Septiembre sacamos el panel solar al patio interior de la universidad, midiendo de sol a sol (dentro de los claros que permitía

la disposición del patio, pues hasta pasado el amanecer y antes del atardecer ya daba la sombra; al no poder dejarlo en el patio exterior, por motivos de seguridad y para compensar esas zonas de sombra prematura, se decidió ir girando el panel a lo largo del día, siempre buscando el sol).

Los datos de potencia (los demás se desecharon, por falta de interés para esta aplicación) que se iban almacenando cada 10 segundos se volcaron finalmente en un archivo Excel. Para hallar la energía total diaria, hemos integrado la curva Potencia-tiempo, con un paso de integración de 10 segundos, que al ser tan pequeño, se puede aproximar a:

$$\text{Energía} = 10 \cdot \sum \text{Potencia} \quad (5.1)$$

Como ya se dijo antes, el resultado fue de 984.17Wh durante todo el día, algo que concuerda para un día soleado del mes de Septiembre.

Respecto a la selección de los equipos necesarios (número y tipo de paneles solares, motor-bomba, empleo o no de baterías eléctricas, etc), aunque no vamos a entrar en detalle en este proyecto, es una etapa crucial, ya que afecta a los costes de mantenimiento, a la vida útil de la instalación y a su fiabilidad.

## 5.2 ECUACIONES

La ecuación fundamental que rige este modelo es la siguiente [2]:

$$Q\left(\frac{L}{\text{día}}\right) = \frac{E\left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}}\right) \cdot R}{H(m)} \cdot \frac{1}{1000(\text{kg}/\text{m}^3)} \cdot \frac{1}{9.81(\text{m}/\text{s}^2)} \cdot \frac{3.6 \cdot 10^6 J}{1 \text{ kWh}} \cdot \frac{1 \text{ kWh}}{1000 \text{ Wh}} \cdot \frac{1000 L}{1 \text{ m}^3} \quad (5.2)$$

O más simplificado:

$$Q\left(\frac{L}{\text{día}}\right) = \frac{E\left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}}\right) \cdot R}{H(m)} \cdot 367 \quad (5.3)$$

Siendo

- R el rendimiento de la bomba.
- E la energía en watios-hora producida por el panel durante un día.

- H la altura hidráulica de bombeo, o lo que es equivalente, la presión efectiva que debe vencer la bomba.

Esta última variable H se puede expresar como la suma de otras tres:

- Altura estática ( $H_e$ ): es la distancia geométrica desde el nivel del agua en el pozo (o lago, etc) hasta el punto más elevado que tenga que alcanzar la bomba. Para calcularla correctamente, es conveniente saber que al empezar a bombear, la altura del pozo disminuye hasta una altura tal que el caudal de salida se iguala con el de entrada.
- Altura dinámica ( $H_d$ ): son las llamadas “pérdidas de carga”, debido a la fricción del agua con las tuberías. Puede estimarse mediante la fórmula de Hazen-Williams [3]:

$$H_d(m) = 10.674 \cdot Q^{1.852} \cdot C^{-1.852} \cdot d^{-4.87} \cdot L \quad (5.4)$$

Con:

- Q el caudal en  $m^3/s$
  - L la longitud de la tubería en metros
  - d el diámetro interno de la tubería en metros
  - C el coeficiente de Hazen-Williams, que vale alrededor de 150 para tuberías de PVC.
- Abatimiento (A): descenso del nivel de agua durante el bombeo, pues la velocidad de reposición del acuífero no tiene por qué coincidir con la de nuestra extracción. Puede calcularse mediante la siguiente expresión [4]:

$$A = \left( \frac{Ln t}{4\pi \cdot T} + K \right) \cdot Q + D \cdot Q^2 \quad (5.5)$$

Siendo:

- Q el caudal en  $m^3/s$ .
- t el tiempo de bombeo en segundos
- T la transmisividad del acuífero, en  $m^2$
- K la constante lineal de abatimiento, en  $s/m^2$
- D la constante cuadrática de abatimiento, en  $s^2/m^5$ .

Las tres constantes dependen del acuífero en cuestión, según las turbulencias, los efectos de la grava y del desarenado, etc.

Sin embargo, como nuestro objetivo es precisamente obtener Q, el cual se necesita para la fórmula 5.4, necesaria a su vez para hallar Q, en vez de llevar a cabo un proceso iterativo, se puede hacer la siguiente aproximación [5]:



$$H_d(m) = 0.1H(m) \quad (5.6)$$

Por tanto, la altura total se puede expresar como:

$$H(m) = H_e + 0.1H + A \quad (5.7)$$

O lo que es lo mismo:

$$H(m) = \frac{1}{0.9} \cdot (H_e + A) \quad (5.8)$$

Esta aproximación es justo la que se muestra en el modelo de Simulink, junto con el resto de ecuaciones.

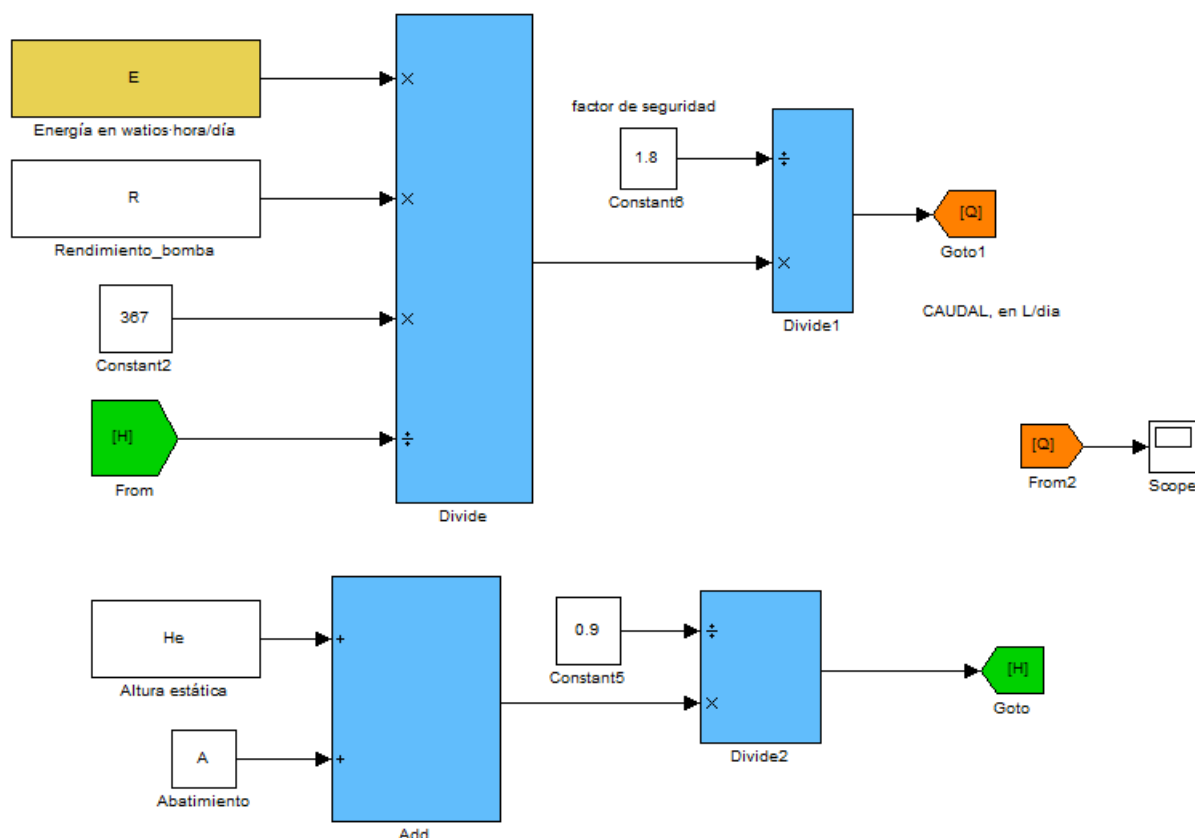
## 5.3 MODELO EN SIMULINK

En este apartado se muestra el modelo de la bomba que se ha llevado a cabo en el entorno de Simulink.

Se trata, como se ha mencionado durante el presente capítulo, de una aproximación sin gran exactitud, pues no es el eje central de este proyecto, si bien es cierto que nos da una idea general del agua que puede ser extraída durante un día mediante paneles solares.

Es por esta razón que no se aporta ninguna validación experimental del mismo.

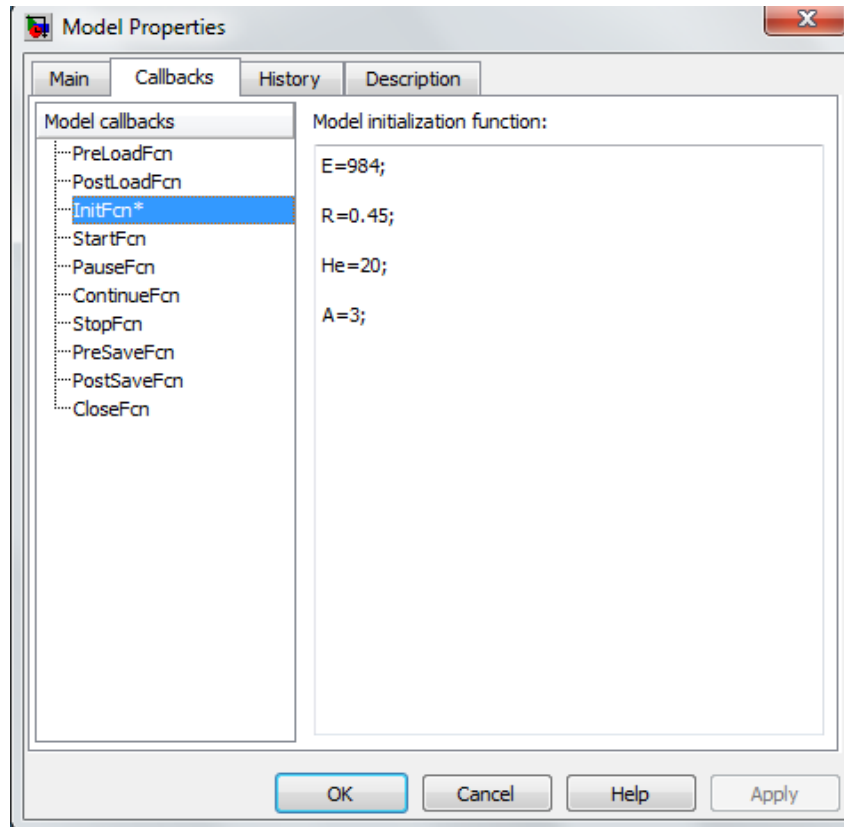
Además, obsérvese en la posterior imagen la inclusión de un factor de seguridad de 1.8, para ponernos en un caso pesimista (futuro deterioro, mayor abatimiento del esperado, etc) sobre el caudal esperado, y así ser más conservadores:



**Figura 29:** Captura de pantalla del modelo de bombeo directo en Simulink.

Así mismo, se adjunta la ventana correspondiente de “Model Properties”, cuyos datos de entrada (los 984Wh que habíamos obtenido en nuestro experimento del 11 de Septiembre, para aprovecharlo, así como una altura de estática de 20 metros y un rendimiento típico del 45%) generan un caudal de unos 3500 Litros al día, algo que vale para unas 120 personas, según la tabla 5.1, aunque serían menos si se tuviesen en cuenta los animales domésticos o el agua para cultivo.

En todo caso, es un valor aproximado, ya que se ha realizado en un día soleado, en una fecha y situación geográfica concreta y con un modelo sencillo.



**Figura 30:** Imagen de la ventana de ModelProperties del modelo de la bomba.

## REFERENCIAS

- [1]: ARIJA, D. “Prototipo de sistema de bombeo”, Proyecto Final de Carrera, pag.12, 2010.
- [2]: CHINCHILLA, M “Dimensionado de una instalación fotovoltaica para bombeo”, pag.56, Curso “Experto en agua y saneamiento en proyectos de cooperación al desarrollo.
- [3]:[http://www.miliarium.com/Prontuario/MedioAmbiente/Aguas/PerdidaCarga.asp#Hazen-Williams\\_\(1905\)](http://www.miliarium.com/Prontuario/MedioAmbiente/Aguas/PerdidaCarga.asp#Hazen-Williams_(1905))
- [4]: ARIJA, D. “Prototipo de sistema de bombeo”, Proyecto Final de Carrera, pag.14, 2010.
- [5]: CHINCHILLA, M. “Dimensionado de una instalación fotovoltaica para bombeo”, pag.60, Curso “Experto en agua y saneamiento en proyectos de cooperación al desarrollo.

## 6. RESOLUCIÓN de PROBLEMAS

A continuación, se enumeran los principales problemas que han surgido durante el proyecto final de carrera, así como su resolución, que puede ser de gran utilidad en el caso de que otra persona decida reproducir este proyecto, o simplemente basarse en él:

- Que la temperatura  $T$  es una variable, y se introdujo inicialmente en la ventana de Model Properties, en la cual sólo pueden aparecer constantes.
- Que en Model Properties el programa va efectuando los cálculos secuencialmente, no haciéndolo yo así al principio y dando lugar a un error aparentemente inexplicable.
- Que para que el controlador MPPT (el seguidor del punto de máxima potencia) funcione correctamente, la batería no puede estar totalmente cargada. El controlador no la descargaba automáticamente con la resistencia a la que va conectada, por lo que fue necesario conectar dos más en paralelo que disipasen energía y compensasen la entrante, debida al panel.
- Que pese a estar la batería suficientemente descargada y estando conectado el controlador, la corriente  $I_{mp}$  era prácticamente cero, con una irradiancia para nada nula. La causa era que se había fundido el fusible del controlador, algo simple pero con lo que llevó tiempo dar.
- Los reostatos del laboratorio no son muy fiables, ya que al girar levemente la ruedecita que los regula, su valor puede cambiar enormemente, variando a su vez la corriente, con todo lo que ello implica en cuanto a fusibles, seguridad, disipación... Por tanto, verificar siempre el valor con el multímetro.
- Problemas con el software que permite el vertido de datos en el ordenador, al entenderlo éste inicialmente como una amenaza.
- Tener en cuenta el horario de los aspersores en el patio, porque si mojan el panel o la batería, puede ser peligroso, o al menos, afectar al experimento.

## 7. CONCLUSIONES y DESARROLLOS FUTUROS

En este proyecto se han expuesto, en primer lugar, las ideas principales referentes al bombeo fotovoltaico, concretamente al directo, así como el contexto en el que se engloba: las tecnologías apropiadas.

En segundo lugar, se ha descrito el fundamento de las células fotovoltaicas, así como la evolución de sus magnitudes eléctricas y los efectos sobre ellas de las principales variables que les afectan.

Así mismo, se han implementado dos modelos informáticos que simulan el comportamiento de un generador fotovoltaico, bajo unas condiciones de temperatura e irradiancia determinadas, además de caracterizar un panel solar cualquiera, teniendo en cuenta el envejecimiento y sin depender totalmente de los datos que nos aporte el fabricante.

Por otra parte, se ha realizado una modelización simplificada de un sistema de bombeo directo, tomando como input la energía obtenida experimentalmente en el patio de la universidad con los paneles solares del laboratorio.

Todo ello se ha llevado a cabo utilizando la herramienta Matlab-Simulink, especialmente intuitiva y simple, con una enorme utilidad didáctica.

Este software, además de facilitar el aprendizaje y conocimiento sobre lo que se está haciendo, permite realizar medidas y visualizar cualquier variable intermedia, lo que le da un gran valor añadido.

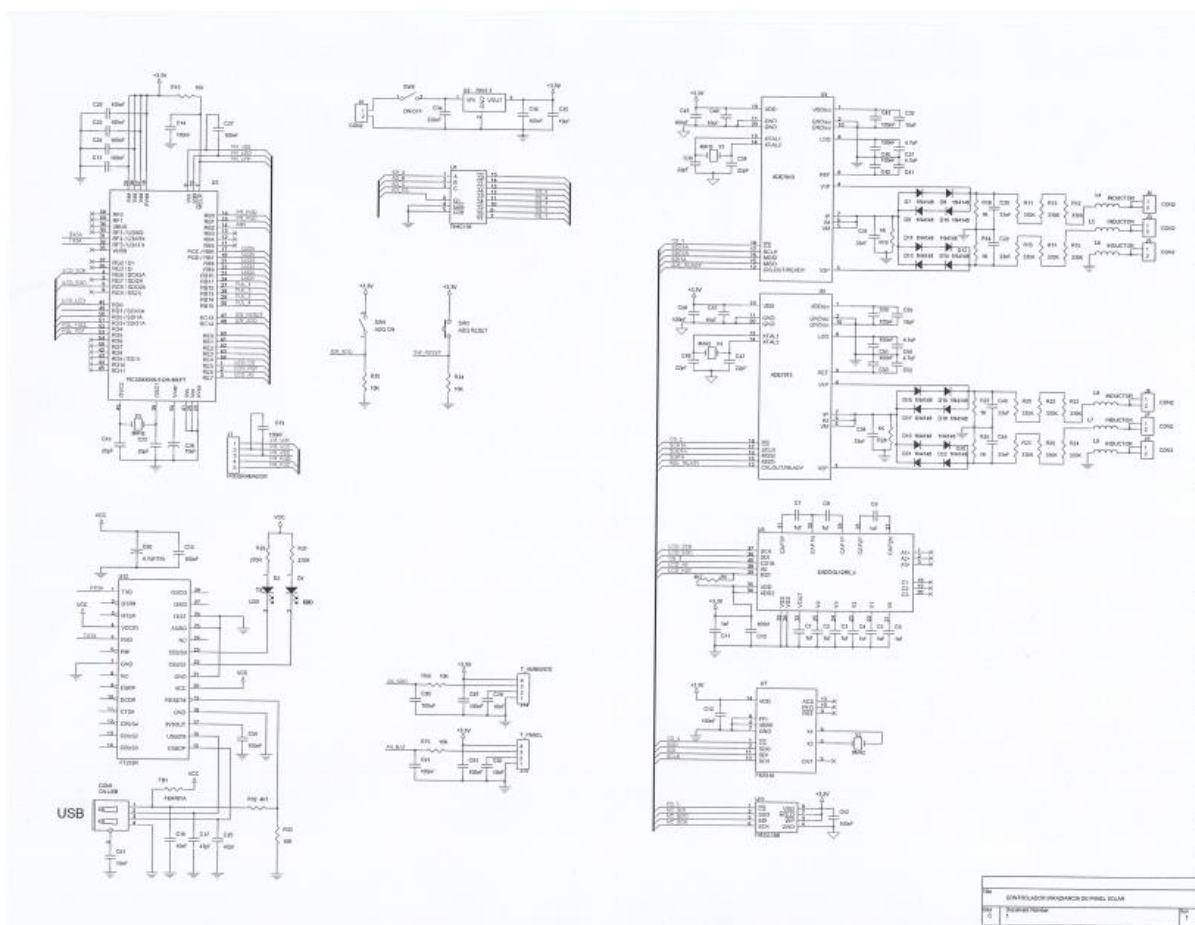
Respecto a las validaciones de los modelos propuestos, se han contrastado sus resultados con datos experimentales y de catálogo. El alto grado de concordancia confirma su fiabilidad y calidad para simular la respuesta de un panel solar.

Como desarrollos futuros, sería interesante aprovechar el material del laboratorio del grupo de tecnologías apropiadas, en el que hay un tanque con agua, una bomba, tres paneles solares en el techo, un inversor, baterías, etc, para hacer una validación experimental del modelo unificado panel solar-bomba.

Por último, mencionar que se han expuesto los principales problemas encontrados durante la ejecución del proyecto, así como su resolución y propuestas de mejora.

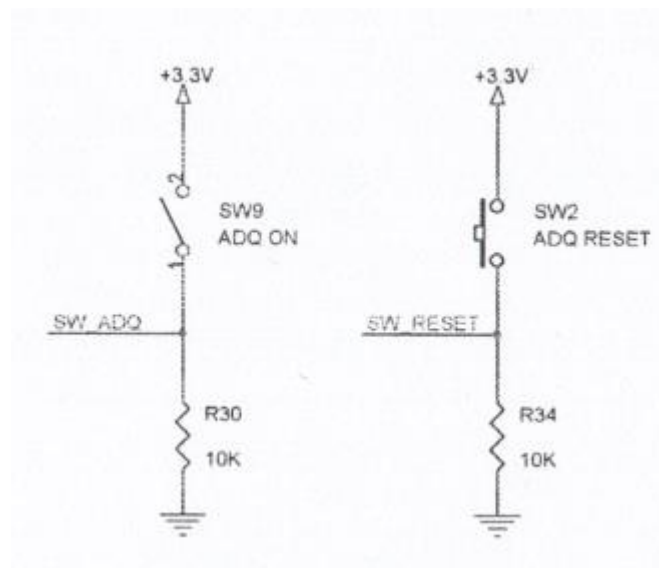
# ANEXO: Sistema de adquisición de datos

A continuación, se muestra el esquemático del sistema de adquisición de datos llevado a cabo con el programa informático OrCAD:

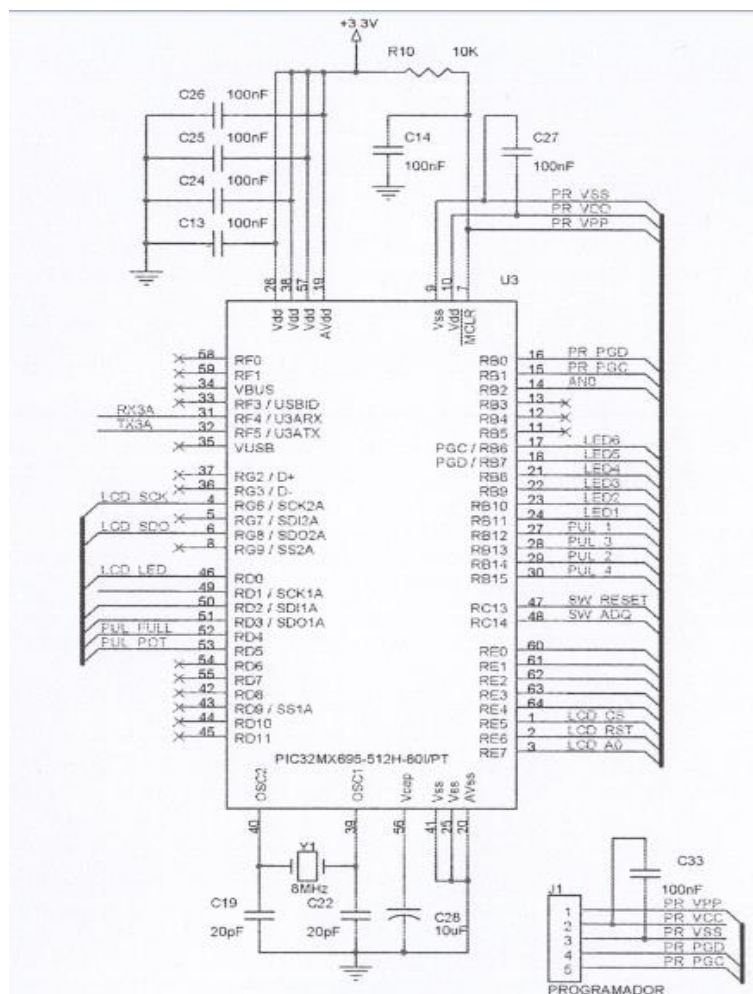


**Figura 31:** Imagen general del esquemático del sistema de adquisición de datos

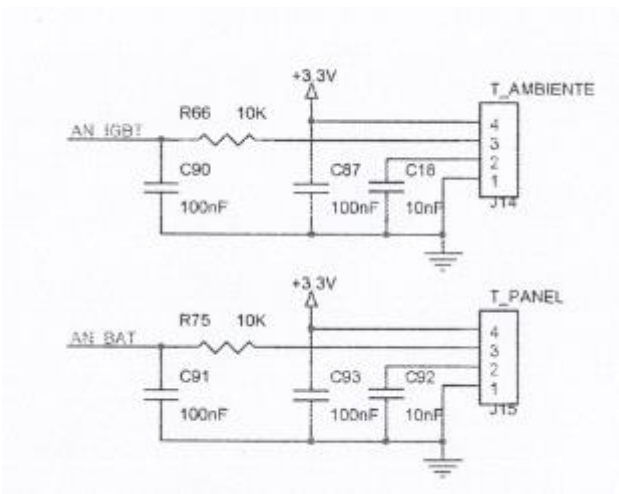
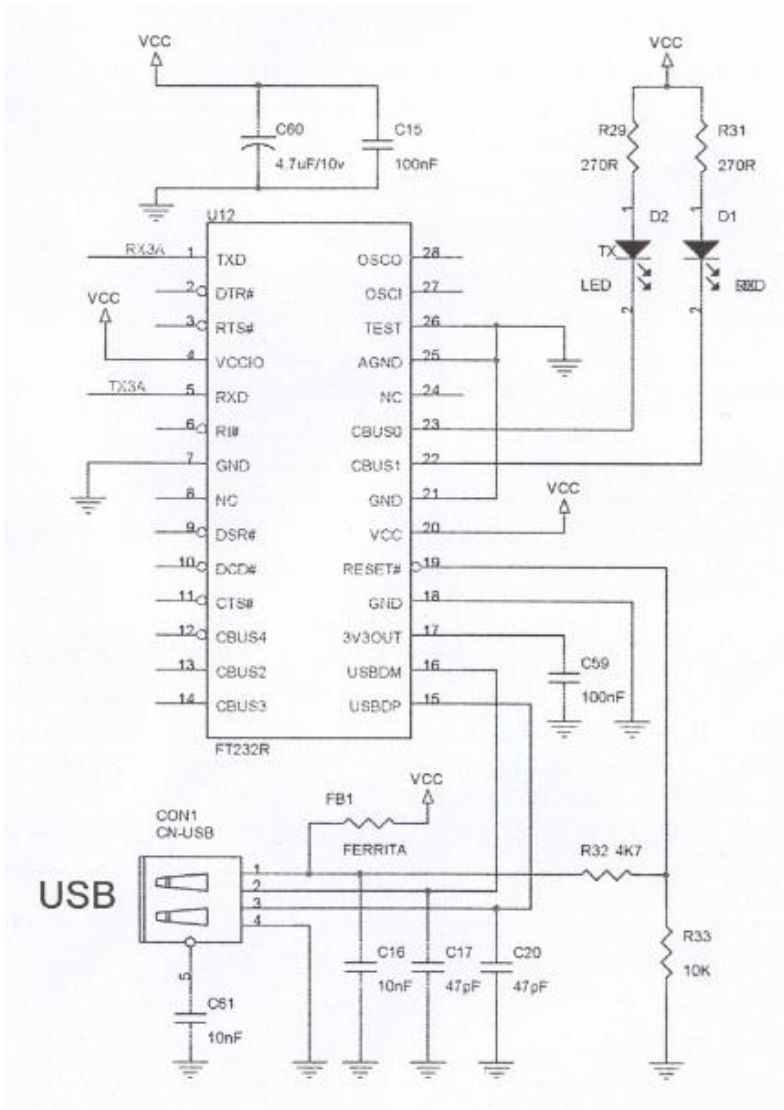
Para que se puedan apreciar con más claridad, aparecen en la siguiente página cada uno de los bloques anteriores, explicados detalladamente en su correspondiente pie de foto:



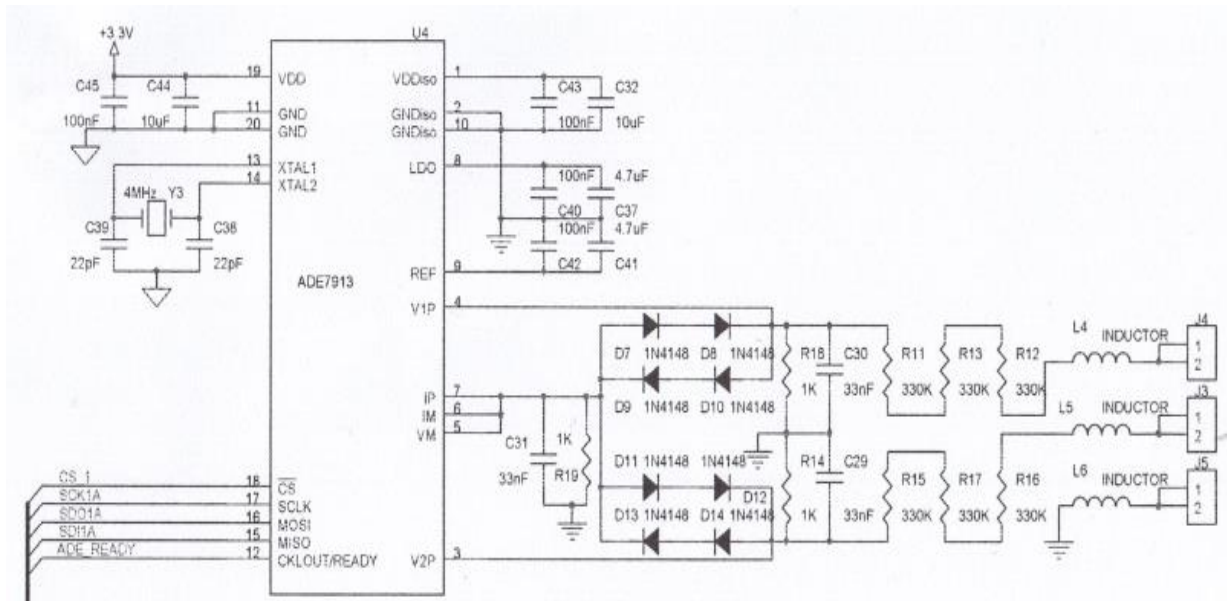
**Figura 32:** Interruptor para empezar a adquirir datos y pulsador para resetear el sistema, borrando todos los datos almacenados hasta el momento.



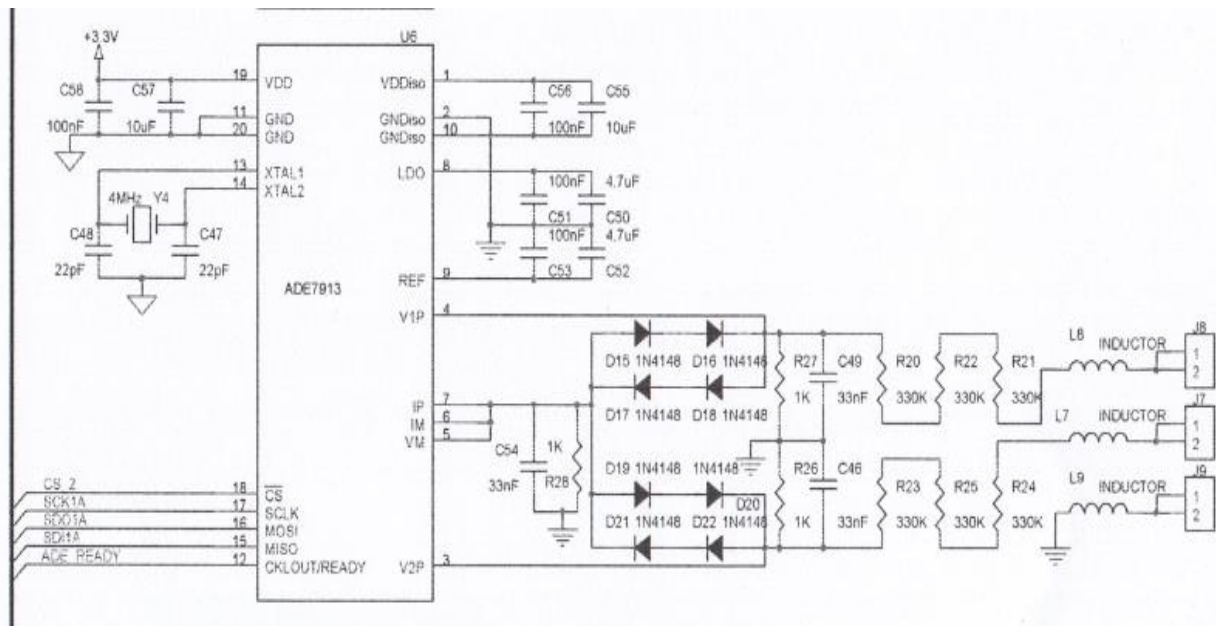
**Figura 33:** CPU o microprocesador del sistema de adquisición de datos



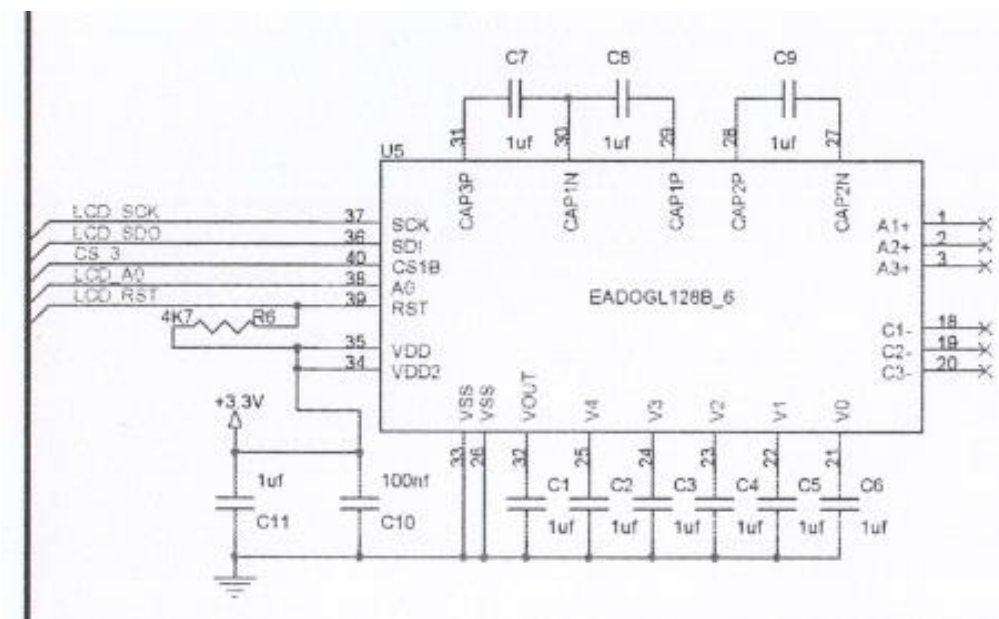




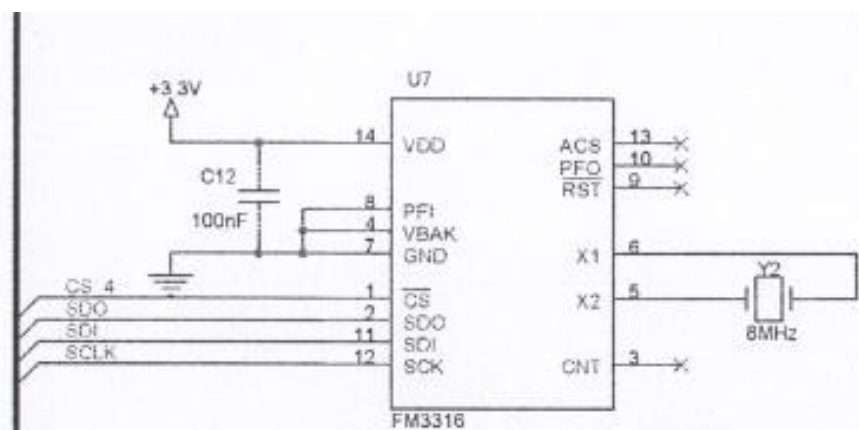
**Figura 36:** Adquisición de la irradiancia



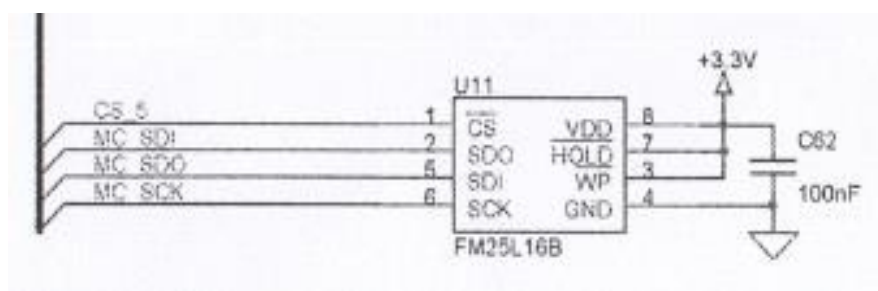
**Figura 37:** Adquisición del voltaje y corriente a la salida del panel



**Figura 38:** Pantalla LCD del dispositivo

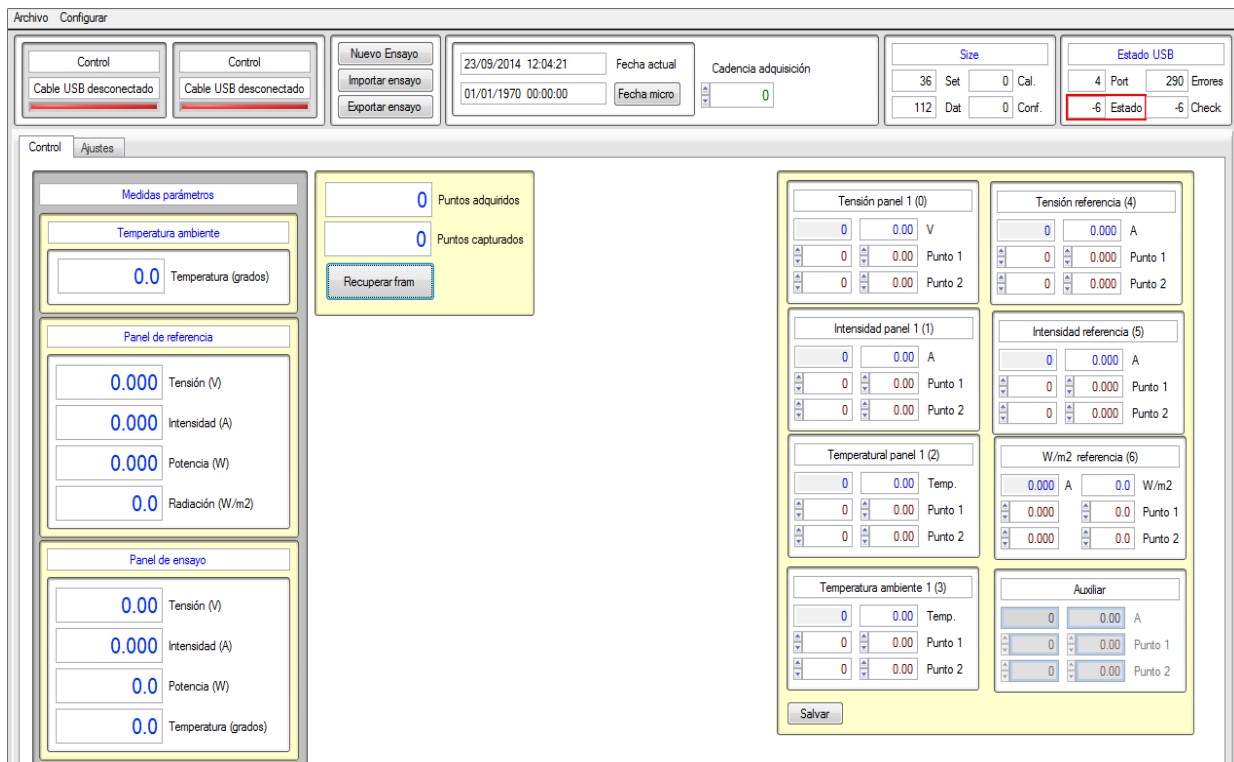


**Figura 39:** Memoria de configuración y reloj interno a tiempo real



**Figura 40:** Memoria de adquisición de datos

Por último, se adjunta una imagen de la pantalla principal del software instalado en el PC, necesario para verter y analizar los datos:



**Figura 41:** Pantalla principal del software del sistema de adquisición de datos